

Grado Universitario en Ingeniería en Tecnologías Industriales
Curso académico 2018-2019

Trabajo Fin de Grado

Análisis termodinámico de una planta termoeléctrica de receptor central

Martín Lallana Santos

Tutores

Dr. Jorge Martínez Crespo
Dra. Carolina Marugan Cruz

Leganés, 8 de marzo de 2019



Esta obra se encuentra sujeta a la licencia Creative Commons **Reconocimiento - No Comercial - Sin Obra Derivada**

Resumen del proyecto

El presente trabajo parte de una panorámica general de la situación climática y energética global. El cambio climático y la dependencia energética a los combustibles fósiles exige planificar adecuadamente transiciones ecológicas y energéticas en márgenes temporales estrechos. La tecnología termosolar y los sistemas de almacenamiento térmico en las plantas termoeléctricas se presentan como cuestiones clave a evaluar para lograr estos objetivos. En este trabajo hemos fijado un método de análisis que consiste en: tomar un caso de referencia, obtener los datos meteorológicos, realizar una simulación horaria en SAM y calcular los flujos y rendimientos energéticos y exergéticos a partir de literatura de referencia y programación en MATLAB. Se han seleccionado los parámetros de referencia de una central termoeléctrica de receptor central de 50 MW y 6 horas de almacenamiento térmico ubicada en la provincia de Huelva. Introduciendo estos parámetros en SAM obtenemos las variables horarias del funcionamiento de la planta con la que realizaremos los cálculos sobre flujos y rendimientos.

Los resultados muestran como las mayores pérdidas exergéticas se producen en el campo de heliostatos y en el receptor central. Mientras que las mayores pérdidas energéticas se producen en el ciclo de potencia de la planta. Realizando un análisis de sensibilidad comprobamos como al aumentar la capacidad de almacenamiento térmico aumentan los rendimientos energéticos en el campo de heliostatos y en el receptor central, así como parámetros generales de funcionamiento como, las horas totales de operación.

Palabras clave: Transición energética, Análisis exergético, Termosolar, Almacenamiento térmico, Receptor central

Summary

This work is based on a general overview of the global climate and energy situation. Climate change and energy dependence on fossil fuels require a proper planning of ecological and energy transitions in narrow time margins. Solar thermal energy and Thermal Energy Storage in Concentrated Solar Power plants are presented as key issues to evaluate in order to achieve these objectives. In this paper a method of analysis has been proposed. It consists of: choose a reference case, obtaining meteorological data, performing simulation on SAM and calculating both energy and exergy flows and efficiencies from reference literature and programming in MATLAB. We select reference parameters of a 50 MW central receiver concentrated solar power plant with 6 hours of Thermal Energy Storage located in the province of Huelva. Introducing these parameters in SAM we obtain the hourly data of the operation of the plant with which we will perform the calculations on flows and efficiencies.

The results show how the greatest exergetic losses occur in the heliostat field and in the central receiver. While the greatest energy losses occur in the power cycle of the plant. By carrying out a sensitivity analysis, we can see how increasing the thermal storage capacity increases the energy efficiency in the heliostat field and in the central receiver, as well as general operating parameters, such as the plant full-load hours.

Key words: Energy transition, Exergy analysis, Concentrated Solar Power, Thermal Energy Storage, Central receiver

Índice

1. Introducción	1
1.1. Objetivos	1
1.2. Marco regulador	2
2. Escenarios y perspectivas energéticas globales	3
2.1. Pico de petróleo, gas natural y carbón	3
2.2. Escenarios de transición energética	4
2.3. Importancia de la energía termoeléctrica para la transición energética	5
3. Energía termoeléctrica	7
3.1. Proyección global y estatal: Actualidad y tendencias	7
3.2. Tecnologías	8
3.3. Almacenamiento térmico	11
3.3.1. Integración	11
3.4. Descripción de las pérdidas energéticas en una planta termoeléctrica de receptor central	13
3.4.1. Pérdidas en el campo de helióstatos	13
3.4.2. Pérdidas en el receptor central	15
3.4.3. Resumen de pérdidas y diagrama de Sankey	16
3.5. Limitaciones materiales en el cambio de escala	17
4. Exergía: termodinámica y sostenibilidad	18
4.1. Herramientas y métodos de evaluar el impacto ambiental y la sostenibilidad	18
4.2. Introducción a la exergía	19
4.2.1. Breve historia de la exergía	19
4.2.2. Fundamentos de la exergía	19
4.2.3. Utilización de la exergía para determinar las ineficiencias termodinámicas	22
4.2.4. Exergía como cuantificador de la sostenibilidad	22
5. Propuesta de análisis: Método	24
5.1. Premisas de partida	24
5.1.1. Análisis campo de helióstatos	25
5.1.2. Análisis del receptor central	26
5.1.3. Análisis del generador de vapor	27
5.1.4. Análisis del ciclo de potencia	28
5.1.5. Resultado global y resumen de rendimientos	30
5.1.6. Conclusiones y aspectos a destacar	30
5.2. Caso de análisis	32
5.3. Ubicación geográfica y datos meteorológicos	33
5.4. Simulación en SAM	35
5.4.1. Descripción del programa	35
5.4.2. Configurar la planta	36
5.5. Programa en MATLAB	38
5.5.1. Descripción de la herramienta	38
5.5.2. Variables	38
5.5.3. Modo de funcionamiento	40
5.5.4. Cálculos energéticos	42
5.5.5. Cálculos exergéticos	43

6. Obtención de resultados	45
6.1. Evaluación de días específicos	45
6.2. Resultados de flujos y rendimientos	47
6.2.1. Flujos y rendimientos energéticos	48
6.2.2. Flujos y rendimientos exergéticos	51
6.3. Resumen de rendimientos obtenidos y comparación con artículos citados	53
6.4. Resultados de funcionamiento anual planta termoeléctrica	55
6.5. Análisis de sensibilidad con respecto al almacenamiento térmico	56
7. Conclusiones	61
7.1. Líneas futuras de trabajo	62
8. Entorno socio-económico	64
8.1. Coste económico de la planta termoeléctrica	64
8.2. Presupuesto del Trabajo de Fin de Grado	64
Referencias	66
Anexo 1: Código MATLAB	69
Anexo 2: Breve panorámica del consumo de recursos materiales	76

Índice de figuras

1.	Conjunto de estimaciones de extracción de carbón, gas natural y petróleo aparecidas en revistas científicas	3
2.	Distribución geográfica del aprovechamiento de energía termoeléctrica	7
3.	Capacidad acumulada de plantas de energía solar instaladas a nivel mundial	7
4.	Comparativa de potencia instalada: Informe Comisión de Expertos vs Protermosolar	8
5.	Esquema de las diferentes tecnologías	10
6.	Representación de los diferentes sistemas de integración del almacenamiento térmico	12
7.	Distribución de coeficientes de diferentes mecanismos de pérdidas en el campo solar	15
8.	Diagrama de Sankey de las pérdidas energéticas de una planta termoeléctrica similar a Gemasolar	16
9.	Esquema de la planta termoeléctrica de receptor central (a) y diagrama T-s del correspondiente ciclo de potencia (b)	25
10.	Efecto de aumentar la temperatura de salida de las sales solares en el rendimiento energético y exergético del receptor central	31
11.	Ubicación geográfica del caso de referencia	33
12.	Distribución anual de irradiación directa normal. Elaboración propia.	34
13.	Distribución anual de temperatura. Elaboración propia.	35
14.	Estrategia de actuación en el almacenamiento térmico de una planta similar a Gemasolar durante un equinoccio de primavera perfecto	41
15.	Flujos máxicos durante el 15 de noviembre. Elaboración propia.	41
16.	Evaluación funcionamiento planta termoeléctrica en los días cercanos al equinoccio de primavera. Elaboración propia.	45
17.	Evaluación funcionamiento planta termoeléctrica en los días cercanos al solsticio de verano. Elaboración propia.	46
18.	Evaluación funcionamiento planta termoeléctrica en los días cercanos al solsticio de invierno. Elaboración propia.	47
19.	Evaluación de flujos y rendimientos energéticos el 19 de marzo. Elaboración propia.	48
20.	Evaluación de flujos y rendimientos energéticos el 22 de junio. Elaboración propia.	49
21.	Evaluación de flujos y rendimientos energéticos el 22 de diciembre. Elaboración propia.	49
22.	Evaluación de la relación entre el estado de carga del almacenamiento térmico y la fracción de enfoque óptico. Elaboración propia.	50
23.	Evaluación de flujos y rendimientos exergéticos el 19 de marzo. Elaboración propia.	52
24.	Evaluación de flujos y rendimientos exergéticos el 22 de junio. Elaboración propia.	52
25.	Evaluación de flujos y rendimientos exergéticos el 22 de diciembre. Elaboración propia.	53
26.	Variación de los rendimientos energéticos globales con respecto a las horas de almacenamiento térmico. Elaboración propia.	57
27.	Variación de las horas de operación con respecto a las horas de almacenamiento térmico. Elaboración propia.	58
28.	Flujos energéticos del 22 de junio para diferentes capacidades de almacenamiento térmico. Elaboración propia.	59
29.	Variación de la fracción de enfoque con respecto a las horas de almacenamiento térmico. Elaboración propia.	59

Índice de tablas

1.	Presencia de energía termoeléctrica en diferentes escenarios 100 % renovables	6
2.	Destrucción y pérdidas de exergía en una central eléctrica de vapor	22
3.	Propiedades termodinámicas en las diferentes etapas del ciclo de potencia.	29
4.	Resumen de rendimientos energéticos y exergéticos de los diferentes subsistemas . . .	30
5.	Características principales de la tecnología de receptor central de referencia	32
6.	Características técnicas principales de la central de torre de referencia con almace- namiento	33
7.	Resumen de los datos meteorológicos de la ubicación del caso referencia	34
8.	Configuración del apartado “Diseño del sistema” en SAM	36
9.	Configuración del apartado “Campo de helióstatos” en SAM	37
10.	Configuración del apartado “Torre y receptor” en SAM	37
11.	Configuración del apartado “Ciclo de potencia” en SAM	38
12.	Resumen de variables en MATLAB	39
13.	Resumen de variables calculadas en MATLAB	40
14.	Resumen de variables para el cálculo del rendimiento energético	43
15.	Resumen de variables para el cálculo del rendimiento exergético	44
16.	Resumen de rendimientos energéticos obtenidos considerando los días específicos . .	51
17.	Resumen de rendimientos exergéticos obtenidos considerando los días específicos . .	53
18.	Comparación de los resultados obtenidos con literatura de referencia	54
19.	Parámetros del funcionamiento anual de la planta termoeléctrica	56
20.	Detalle del modelo de costes de inversión de la central de torre de referencia	64
21.	Distribución del trabajo por semanas	65
22.	Presupuesto desarrollo del Trabajo Fin de Grado	65
23.	Cantidad de materiales requeridos por los diferentes subsistemas de la planta termo- eléctrica	78

Resumen de variables

B	Exergía
b	Exergía específica
h	Entalpía específica
s	Entropía específica
p	Presión
T	Temperatura
ΔG	Entalpía libre de Gibbs
n	Número de moles
σ	Constante de Stefan-Boltzmann
η	Rendimiento
\dot{Q}^*	Irradiación solar incidente en el campo de helióstatos
DNI	Irradiación normal directa
A_h	Área de apertura del campo de helióstatos
\dot{Q}_{rec}^*	Irradiación incidente en el receptor central
\dot{Q}_0^*	Irradiación perdida al ambiente en el campo de helióstatos
\dot{B}^*	Flujo exergético de la irradiación solar incidente en el campo de helióstatos
T^*	Temperatura aparente del sol como fuente de exergía
T_S	Temperatura aparente de cuerpo negro del sol
\dot{B}_{rec}^*	Flujo exergético incidente en el receptor central
\dot{B}_0^*	Pérdidas exergéticas en el campo de helióstatos
$\dot{Q}_{rec,abs}$	Irradiación absorbida en el receptor central
$\dot{Q}_{rec,totloss}$	Pérdidas energéticas en el receptor central
$\dot{B}_{rec,abs}$	Flujo exergético absorbido en el receptor central
T_a	Temperatura entrada de sales solares al receptor central
T_b	Temperatura salida de sales solares del receptor central
c_p	Calor específico
c_{pms}	Calor específico de las sales solares
$\dot{B}_{rec,loss}$	Pérdidas exergéticas en el receptor central
$T_{rec,sur}$	Temperatura en la superficie del receptor
$I\dot{R}_{rec}^*$	Irreversibilidad generada en el receptor central
\dot{m}_{ms}	Flujo másico de sales solares
\dot{m}_{st}	Flujo másico de vapor
h_{ms}	Entalpía específica de sales solares
h_{st}	Entalpía específica de vapor
s	Entropía específica
h	Entalpía específica
$\dot{Q}_{st,abs}$	Flujo energético absorbido por el ciclo de potencia
$\dot{B}_{st,abs}$	Flujo exergético absorbido por el ciclo de potencia
$I\dot{R}_{sgs}^*$	Irreversibilidad generada en el generador de vapor
\dot{W}_{net}	Potencia neta del ciclo de potencia
\dot{W}_t	Potencia turbina
\dot{W}_{p1}	Potencia bomba 1
\dot{W}_{p2}	Potencia bomba 2
x	Extracción de vapor
$\dot{Q}_{ps,totloss}$	Pérdidas energéticas del ciclo de potencia
$\dot{B}_{ps,totloss}$	Pérdidas exergéticas del ciclo de potencia
CF	Factor de capacidad

Resumen de abreviaciones

<i>MIT</i>	Massachusetts Institute of Technology
<i>IPCC</i>	Intergovernmental Panel on Climate Change
<i>IEA</i>	International Energy Agency
<i>EIA</i>	Energy Information Administration
<i>WWF</i>	World Wildlife Fund
<i>EROEI</i>	Tasa de retorno energético
<i>CSP</i>	Concentrated Solar Power
<i>SolarPACES</i>	Solar Power and Chemical Energy Systems
<i>HTF</i>	Heat Transfer Fluid
<i>ESTELA</i>	European Solar Thermal Electricity Association
<i>IDAE</i>	Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía
<i>SAM</i>	System Advisor Model
<i>TMY</i>	Año meteorológico típico
<i>PER</i>	Plan de Energía Renovables
<i>PV – GIS</i>	Photovoltaic Geographical Information System
<i>NREL</i>	National Renewable Energy Laboratory
<i>CIEMAT</i>	Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas
<i>EPC</i>	Engineering, Procurement and Construction

*De un modo distinto al del pasado,
el hombre tendrá que volver a la idea de que
su existencia es un don gratuito del sol.*

– Nicholas Georgescu-Roegen –

1. Introducción

Cuestiones como la huella ecológica, el agotamiento de recursos y la crisis energética son de imperiosa actualidad. Si bien el informe *Los límites del crecimiento* [1], elaborado por un grupo de expertos del Massachusetts Institute of Technology (MIT), alertó en 1972 de los riesgos ecológicos hacia los que nos acercábamos con un crecimiento ilimitado, pocas medidas se han tomado al respecto. La sobrelimitación ecológica que afrontamos en la actualidad se asemeja a un carrera de obstáculos consecutivos. El cambio climático y la crisis energética parecen ser los más cercanos. Sin embargo, junto a estos nos encontramos con la sexta extinción masiva de especies [2], la esquilmación de los acuíferos, agotamiento de los suelos, deterioro de ciclos vitales como los del nitrógeno o el fósforo y el descenso de rendimientos agrícolas, entre otros.

Frente a esta situación, se han desarrollado numerosas previsiones y análisis de impacto ecológico en los últimos años. Los valiosos informes del *Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático* (IPCC) indican que es vital evitar el aumento de 2 grados en la temperatura global. Los fenómenos que se desencadenarían y retroalimentarían a partir de ese punto son difícilmente previsibles, pero con consecuencias de alto riesgo. La cifra de un aumento de la temperatura media del planeta Tierra de 2 grados centígrados se ha tomado como referencia. Sin embargo, el último informe publicado por el IPCC [3] advertía de las diferencias significativas entre limitar este aumento a 1,5 °C o alcanzar los 2°C. Así mismo, ya se da por inevitable un aumento de 1 °C, sean cuales sean las reducciones de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Por lo tanto, la situación actual se enmarca en unos plazos temporales muy estrechos en los que es imperativo lograr un descenso de emisiones de magnas proporciones. Realizando la transición de forma justa, aquellos países denominados como desarrollados deberían alcanzar cotas de emisiones cero en apenas unas décadas. El sector energético juega un papel fundamental en esta tarea, por ese motivo nos centraremos en una de las tecnologías de aprovechamiento de energía renovable que puede contribuir a estas transiciones.

A 47 años de aquel primer informe de los académicos del *MIT*, la posibilidad de evitar ciertos efectos y consecuencias de la sobrelimitación ecológica parece incierta. Si bien las medidas de prevención parecen haber agotado su tiempo, toda medida de paliación tendrá un efecto positivo que ayudará a reducir los impactos.

1.1. Objetivos

Los objetivos de este trabajo se incluyen en un marco amplio de investigación de largo recorrido. Nos centraremos en analizar la tecnología de plantas termoeléctricas como alternativa a los combustibles fósiles para contribuir a una transición energética y ecológica. Dado lo extenso de la cuestión y las limitaciones del presente trabajo, acotamos estos objetivos en los siguientes puntos:

1. Conocer diferentes proyecciones de transiciones a escenarios con un aporte mayoritario de la energía primaria desde fuentes renovables
2. Integrar la tecnología de plantas termoeléctricas en estos escenarios y conocer sus limitaciones
3. Estudiar el estado del arte de la tecnología de plantas termoeléctricas y los sistemas de almacenamiento térmico
4. Evaluar diferentes métodos que estudian la sostenibilidad de un sistema

5. Profundizar en la aplicación de los análisis exergéticos
6. Aplicar sobre un caso concreto de planta termoeléctrica un análisis exergético

1.2. Marco regulador

Siendo conscientes de la amplitud de las cuestiones legislativas y de regulación que afectan a grandes plantas energéticas y planes estatales e interestatales de sostenibilidad, señalaremos algunas de ellas.

A escala europea, señalaremos el *Marco sobre clima y energía para 2030* de la Comisión Europea [4]. Las últimas negociaciones entre representantes del Parlamento Europeo, el Consejo y la Comisión Europea establecieron un compromiso de alcanzar un 32 % de la energía consumida desde fuentes renovables para el año 2030. También se establece una reducción del 40 % de la emisión de gases de efecto invernadero con respecto a los niveles de 1990 y medidas para la mejora de la eficiencia energética.

A escala estatal, destaca el informe de la comisión de expertos sobre escenarios de transición energética *Análisis y propuestas para la descarbonización* [5] encargado desde el Ministerio de Industria en 2018. Así mismo el *Real Decreto 436/2004* [6] tiene una especial importancia para las actividades de producción de energía eléctrica en régimen especial.

Como se ha indicado, el número de leyes, normativas y regulaciones que afectan a las cuestiones tratadas en este trabajo es mucho mayor. Sin embargo, una descripción detallada de todas ellas supondría un trabajo de estas características en si mismo. Consideramos que esta breve descripción nos aporta el marco necesario para continuar.

2. Escenarios y perspectivas energéticas globales

Uno de los campos que experimentarán una gran transformación a corto plazo es el de la producción de energía. Actualmente, el 78,4 % de la energía primaria se obtiene a partir de combustibles fósiles [7]. Esto tiene unas limitaciones y consecuencias concretas de carácter global. Atender a la investigación entorno al pico de extracción de combustibles fósiles y diferentes escenarios de transición es esencial

2.1. Pico de petróleo, gas natural y carbón

En el año 2010, el informe *World Energy Outlook* de la Agencia Internacional de la Energía reconocía que la extracción de petróleo crudo convencional había llegado a su máximo en el año 2006, con un posterior declive [8]. Este hecho se ha visto amortiguado por el incremento en la extracción de los llamados petróleos no convencionales.

Diversos estudios utilizan la teoría del pico de Hubbert [9] para estimar el agotamiento de combustibles fósiles. A pesar de la controversia existente en torno al tema, la mayoría de la comunidad científica ha aceptado esto como un hecho. El debate actual se centra en cuándo ocurrirá, o ha ocurrido, el llamado pico del petróleo y otros combustibles fósiles.

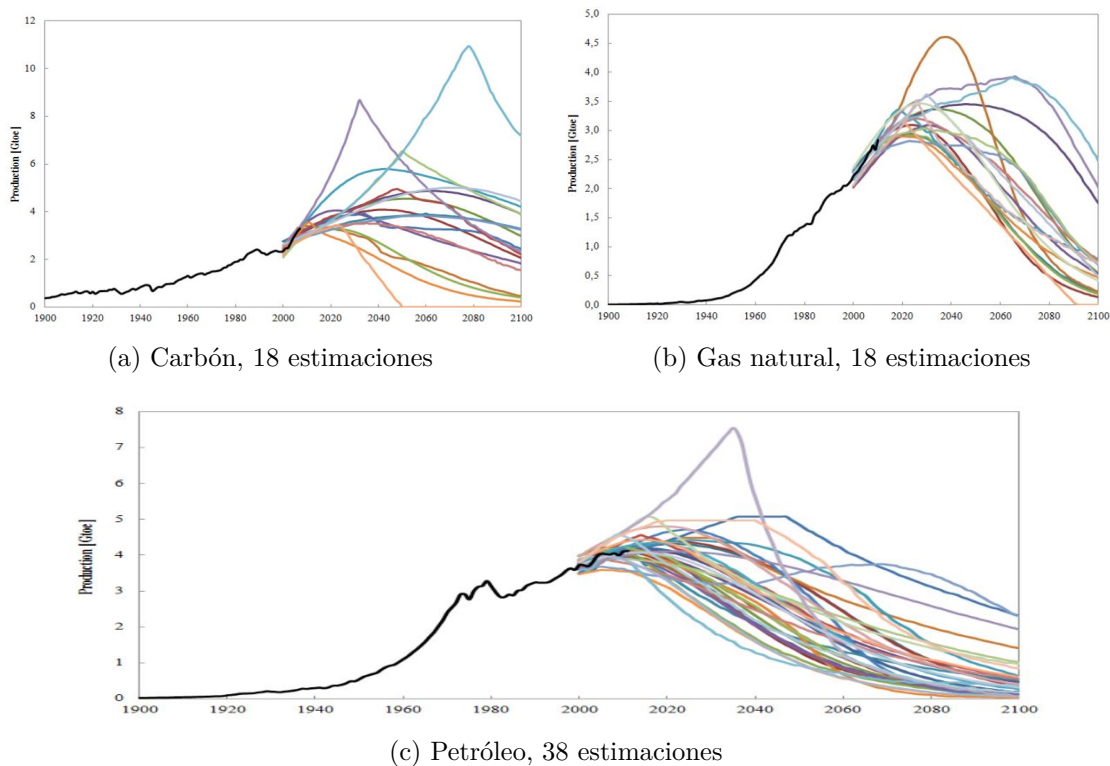


Figura 1: Conjunto de estimaciones de extracción de carbón, gas natural y petróleo aparecidas en revistas científicas

Gráficas extraídas de [10]

La figura ?? muestra diferentes estimaciones en la extracción de los principales combustibles fósiles. Tomando la investigación de G. Maggio y G. Cacciola, podemos aproximar que el pico del petróleo se produce entre 2009 y 2021, el pico del gas natural entre 2024 y 2046, y el pico del carbón entre 2042 y 2062 [11]. Es decir, los máximos de extracción de aquellos minerales que nos proporcionan el 78 % de la energía total se producirán durante el próximo medio siglo. La dependencia de nuestras sociedades industrializadas con estas formas específicas de recursos energéticos representa un reto de gran magnitud. Las consecuencias económicas y sociales que un shock energético podría provocar son inciertas. Estudiar casos regionales concretos, con sus características particulares, como el caso de Cuba a inicios de los años 90 y la llamada *Opción Cero*, nos ayuda a empezar a imaginarlas [12].

Por estos motivos, se torna imprescindible diseñar, investigar e implementar modelos de transición energética que también hagan frente a los desafíos ecológicos. Se ha desarrollado una extensa literatura académica y de organismos internacionales con respecto a este tema. A continuación, realizamos una humilde perspectiva general.

2.2. Escenarios de transición energética

Diferentes organismos internacionales han realizado proyecciones y escenarios a medio plazo. Estos basan sus previsiones en las tendencias de consumo, crecimiento económico, aumento de población, porcentaje de integración de renovables así como políticas energéticas y medioambientales. El objetivo de estos informes es evaluar las tendencias económicas, tecnológicas y sociales al mismo tiempo que diseñar escenarios plausibles que cumplan diferentes objetivos. Sin lugar a dudas, superar los retos ecológicos y de agotamiento de recursos con unos esfuerzos equitativamente distribuidos es el más importante de ellos. Atender a los informes del IPCC y las reservas de recursos se vuelve imprescindible.

El más importante y reconocido de ellos es el *World Energy Outlook* realizado por la Agencia Internacional de la Energía (IEA), el cual es actualizado cada año y recoge previsiones de demanda y producción con el reparto entre fuentes renovables y no renovables [13]. Este organismo también publica el informe *Energy Technology Perspectives* en torno a las tendencias y avances tecnológicos en el sector energético [14]. Por otro lado, la Administración de información de la energía de Estados Unidos (EIA) actualiza anualmente su *International Energy Outlook* con predicciones hasta 2040. Se trata de un informe bastante conservador que presenta escenarios con gran porcentaje de combustibles fósiles. En su versión de 2017 considera que en el año 2040 el 31 % de la electricidad se generará a partir de fuentes renovables, aunque prevee un incremento en las emisiones de CO_2 derivadas del sector energético [15]. Otras organizaciones como Greenpeace o WWF también han publicado informes con escenarios mucho más ambiciosos para reducir emisiones y plantear un mix energético de fuentes renovables [16, 17].

Diseñar escenarios en los que la totalidad de la energía consumida globalmente sea a partir de fuentes renovables es una tarea complicada. Hacerlo teniendo en cuenta limitaciones ecológicas y de consumo de recursos, lo es aún más. A la hora de elegir en qué fuentes y tecnologías basar este modelo, hay ciertas consideraciones importantes a tener en cuenta.

Richard Heinberg enunció 4 condiciones que una fuente de energía primaria debería cumplir como mínimo [18]:

1. Debe ser capaz de proporcionar una cantidad sustancial de energía, tal vez un cuarto de toda

- la energía actualmente utilizada a nivel nacional o mundial
2. Debe tener un rendimiento energético neto (EROEI) de 10:1 o más
 3. No puede tener impactos ambientales inaceptables (incluido el clima), sociales o geopolíticos
 4. Debe ser renovable

A estas condiciones, Antonio Garcia-Olivares añade una quinta [19]:

5. El aprovechamiento y uso no debe depender de recursos escasos

Este último punto se torna de especial importancia para lograr opciones realmente válidas y sostenibles. La evaluación del consumo de recursos por parte de las tecnologías arroja resultados que limitan cierto "tecno-optimismo". Estudios como los de García-Olivares [20] o Valero [21] muestran cómo se podría llegar a situaciones en las que el aumento de la demanda produzca escasez de minerales esenciales para la industria y el sector energético. Al fin y al cabo, *"las energías renovables modernas son, en un sentido estricto del término, dispositivos no renovables de captación y uso de energía renovable: ni los materiales que emplean, algunos extremadamente escasos, ni las ubicaciones geográficas idóneas para conseguir rendimientos confiables, son ilimitadas"*, como señala Emilio Santiago Muiño.

2.3. Importancia de la energía termoeléctrica para la transición energética

A la hora de hablar de escenarios de transición energética, nos encontramos con que la energía termoeléctrica juega un papel importante. Tanto los informes de organismos internacionales como aquellos estudios de instituciones académicas en torno a una generación de energía primaria totalmente renovable incluyen porcentajes considerables de energía termoeléctrica.

La versión del Energy Technology Perspectives (IEA) de 2017 incluye tres escenarios diferentes con respecto al aumento de temperatura que implicaría cada modelo. El 2º *Scenario (2DS)* considera un descenso del 70 % de las emisiones de CO_2 en el sector energético con respecto al nivel actual y lograría alcanzar únicamente un aumento de temperatura de 2 °C en 2100. Este escenario, prevé que para lograr estos objetivos sería necesario aumentar la capacidad energética bruta a partir de plantas energía termoeléctrica (CSP) desde su nivel de 7GW en 2014 hasta 720GW en 2050, siendo una de las tecnologías con mayor aumento [14].

Por otra parte, aquellos estudios e informes sobre escenarios 100 % renovables contemplan una gran penetración de energía termoeléctrica en la generación primaria. La tabla 1 recoge el porcentaje de potencia termoeléctrica instalada en diferentes estudios:

Tabla 1: Presencia de energía termoeléctrica en diferentes escenarios 100 % renovables

Estudio / Informe	Termoeléctrica [TW]	Total [TW]	Porcentaje [%]
García-Olivares (2016)	5	12	42
Delucchi y Jacobson (2011)			
y Jacobson y Delucchi (2011)	2,3	11,5	20
Greenpeace et al. (2015)	1,6	9,1	16
WWF (2011)	1	8,3	12
Jacobson et al. (2016)	1,8	11,8	15

Datos de la tabla obtenidos de [22]

Justamente debido a esta confianza en la potencialidad de la energía termoeléctrica para colaborar de forma clave a conseguir una transición energética, se vuelve necesario un análisis detallado de esta tecnología. Un incremento del sector termoeléctrico de estas características supone un gran esfuerzo económico y de consumo de recursos. Evaluar adecuadamente los impactos ecológicos y los recursos no renovables necesarios para desarrollar esta tecnología es una cuestión estratégica.

3. Energía termoeléctrica

3.1. Proyección global y estatal: Actualidad y tendencias

A final de 2016, la capacidad global de energía termoeléctrica se contabilizó en 4,8 GW. España es líder en el sector con un 2,3 GW instalados. Estados Unidos cuenta con 1,7 GW. Juntos, Estados Unidos y España suman más del 80 % de la capacidad instalada a nivel mundial [7], tal y como se muestra en la figura 2.

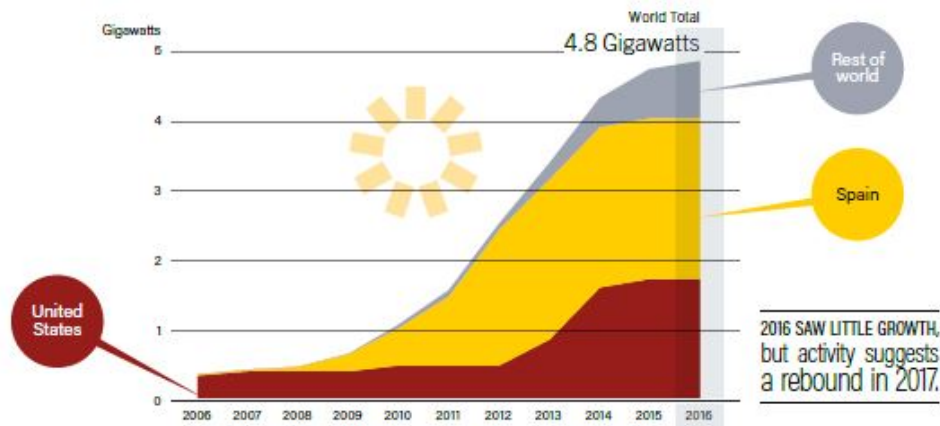


Figura 2: Distribución geográfica del aprovechamiento de energía termoeléctrica

Gráfica extraída de [7]

El informe *Solar Thermal Electricity: Global Outlook 2016*, realizado por Solar PACES, Greenpeace y ESTELA, plantea previsiones de evolución del sector [23]. Se presentan tres escenarios: Escenario de referencia, Escenario moderado y Escenario avanzado. El incremento en la capacidad instalada de energía termoeléctrica desde la actualidad hasta el año 2050 se presenta en la figura 3.

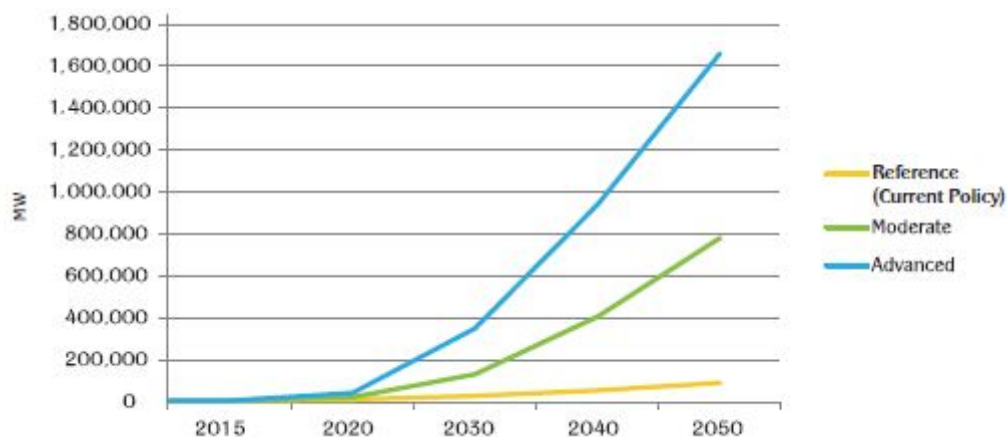


Figura 3: Capacidad acumulada de plantas de energía solar instaladas a nivel mundial

Gráfica extraída de [23]

De acuerdo con el escenario más optimista (Escenario avanzado), en el año 2050 se lograría

cubrir entre un 10,6 % y un 12,6 % de la demanda eléctrica global gracias a 1660 GW de capacidad instalada.

En el caso de España, la instalación de plantas de generación termoeléctrica se vio incentivada a partir de *Real Decreto 436/2004* [6] y el *Plan de Energías Renovables en España 2005-2010* [24]. El efecto de este marco legislativo tuvo unas consecuencias especialmente positivas para el sector de generación solar termoeléctrica, superando los objetivos planteados. En la actualidad, España cuenta con 50 centrales en operación. Esto supone el 3,4 % de la capacidad instalada. Las mayoría de las centrales se concentran en las provincias de Badajoz, Sevilla, Ciudad Real, Córdoba, Cáceres, Granada y Cádiz. De las centrales instaladas, 16 cuentan con un almacenamiento térmico de entre 7 y 9 horas. Así mismo, la central *Gemasolar* cuenta con un almacenamiento térmico de 15 horas. La gran mayoría de las centrales instaladas en la geografía española utilizan la tecnología de *captadores cilindro-parabólicos*, que explicaremos más adelante.

En el año 2018, a petición de Consejo de Ministros de Gobierno de España, se creó una Comisión de Expertos de Transición Energética con la tarea de redactar un informe sobre *Análisis y propuestas para la descarbonización* con vista al año 2030. Este informe plantea un mix energético de 147 GW instalados basado en eólica (31 GW), fotovoltaica (47,15 GW), termosolar (2,3 GW) y otras renovables junto a nuclear y ciclo combinado [5]. Este escenario implica un incremento nulo en la centrales termosolares. *Protermosolar*, Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar, respondió a este informe con uno propio: *Informe de transición del sector eléctrico: Horizonte 2030* [25]. Se propone un escenario sin carbón ni nucleares y con un 85,6 % de generación eléctrica renovable. Este escenario implicaría una penetración de las energías renovables en un 34 % de la demanda final de energía. La potencia renovable contemplada para 2030 es de 106 GW, desglosada en: eólica (33 GW), fotovoltaica (25 GW), termosolar (20 GW) y otras renovables (5 GW). La figura 4 muestra la comparación entre ambos informes.

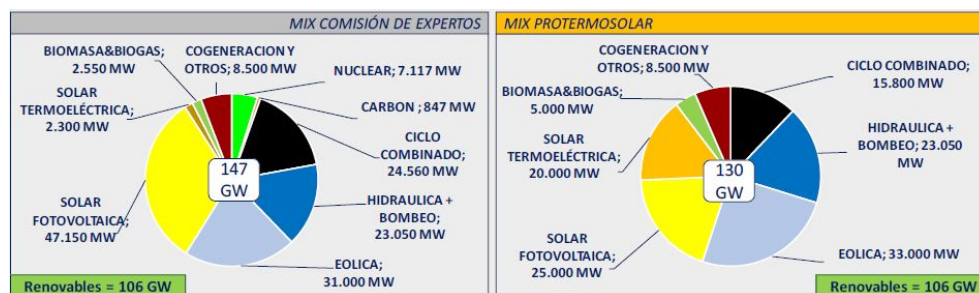


Figura 4: Comparativa de potencia instalada: Informe Comisión de Expertos vs Protermosolar

Imagen obtenida de [25]

La confianza en este sector para afrontar una transición energética se basa en gran medida en la capacidad de almacenamiento térmico, que explicaremos más adelante. Esto permite realizar la generación de electricidad en aquellas horas que la fotovoltaica está fuera de funcionamiento.

3.2. Tecnologías

El desarrollo y la investigación del sector solar termoeléctrico ha experimentado una gran expansión en los últimos 30 años. El diseño de una planta se puede dividir en 6 subsistemas: campo solar, subsistema de almacenamiento térmico, sistema de calentamiento auxiliar, bloque de potencia, calor de proceso y sistema eléctrico [26]. No todos estos subsistemas se encuentran en todas

las plantas, la división sirve para modelizar. El campo solar puede estar compuesto por diferentes dispositivos de captación de la energía solar. Cuatro tecnologías son las principales a la hora de aprovechar la irradiación directa del sol a través de su concentración y calentamiento de un fluido. Se trata de: captadores cilindro-parabólicos, centrales de torre, reflector lineal Fresnel y disco parabólico. Las tres primeras centran su funcionamiento en aumentar la temperatura de un fluido de trabajo a partir de diferentes dispositivos del campo solar para después realizar la conversión a energía eléctrica en un bloque de potencia central. La última, realiza la conversión de forma individual en cada dispositivo. A continuación describimos brevemente los fundamentos de cada una de ellas [27, 23, 28].

- **Captadores cilindro-parabólicos:** Se basa en una estructura de grandes espejos con forma de “U” que reflejan la radiación solar al receptor que contiene el fluido de trabajo. La planta se compone de cientos de captadores colocados en filas paralelas alineadas en un eje norte-sur. Se aplica seguimiento de un eje, normalmente este-oeste. Un buen diseño del receptor es esencial para un buen aprovechamiento de la radiación y evitar grandes pérdidas. Requiere un sistema de limpieza sin contacto de los espejos para mantener la reflectividad de estos. La energía solar se concentra en un factor de 70-100, logrando alcanzar temperaturas entre 350 y 550 °C. El factor de concentración describe la capacidad del campo solar de redirigir la radiación solar a una superficie de menor tamaño. La eficiencia del sistema se sitúa en un 15 %. Tiene un buen factor de ocupación de suelo y la menor demanda de materiales. Se trata de la tecnología más madura del sector. Las plantas de captadores cilindro-parabólicas son las más comunes en el sector termosolar, actualmente hay 77 en funcionamiento a nivel mundial. 55 de estas plantas se encuentran en España. Podemos destacar *Andasol 1*, *Andasol 2* y *Andasol 3*, ubicadas en Aldeire (Granada), cada una con potencia de 50 MW y 7,5 horas de almacenamiento térmico.
- **Centrales de torre** (o de receptor central): Se basa en un campo de espejos planos, llamados helióstatos, que reflejan la radiación solar a un receptor situado en lo alto de una torre central. Los helióstatos dirigen la radiación al receptor central asistidos por un seguimiento de 2 ejes. De esta forma, se logra concentrar la radiación en un factor de 600-1000, alcanzando temperaturas en un rango de 800 a 1000°C. Existen diferentes disposiciones del campo de helióstatos (unilateral o circular), diferentes tipos de receptores (externo, volumétrico o de cavidad) y se ha probado la viabilidad técnica de diferentes medios de intercambio de calor (vapor, aire y sales fundidas). La posibilidad de alcanzar altas temperaturas aporta una eficiencia mayor a los captadores cilindro-parabólicos y simplifica el almacenamiento térmico. La eficiencia anual se sitúa entre un 20 % y un 35 %, dependiendo de factores como las características ópticas de los helióstatos, la precisión del seguimiento de los espejos y la limpieza del espejo. Se trata de la tecnología que tiene mayor demanda de agua y ocupación del suelo. En España hay tres plantas termosolares con centrales de torre en funcionamiento. Se trata de *PS10* y *PS20* en Sanlúcar la Mayor, centrales de torre con vapor saturado de potencia de 10 y 20 MW respectivamente. Así como *Gemasolar*, en Fuentes de Andalucía, con torre de sales de 20 MW y 15 horas de almacenamiento térmico.
- **Reflector lineal Fresnel:** Se basa en un conjunto de bandas de espejos planos las cuales constituyen una lente que refleja la radiación a un receptor lineal fijo situado sobre los espejos. El fluido de trabajo es agua y realiza generación directa de vapor, lo cual favorece a una buena eficiencia de conversión y un sencillo diseño del ciclo termodinámico. La simplicidad del diseño y la posibilidad de usar componentes de bajo coste hacen que esta tecnología sea una alternativa de menor coste que los captadores cilindro-parabólicos. Se trata de la

tecnología con mejor factor de ocupación de suelo. Su entrada en el mercado es relativamente reciente, en España existen dos plantas en funcionamiento: *Puerto Errado I* y *Puerto Errado II*, en la provincia de Murcia.

- **Disco parabólico:** Se basa en discos parabólicos concentradores de foco fijo que reflejan la radiación solar en un receptor situado en el punto focal. Cada receptor se conecta con un motor Stirling o Brayton junto a un generador eléctrico, esto elimina la necesidad de un fluido de intercambio de calor y agua de refrigeración. El factor de concentración es de aproximadamente 2000 en el punto focal. El sistema dispone de un seguimiento de dos ejes. Este sistema requiere una gran precisión a la hora de reflejar la radiación en el receptor. A diferencia del resto de tecnologías, no requiere un suelo totalmente nivelado y es factible aplicarla en localizaciones pequeñas y remotas de redes aisladas. El rendimiento de un sistema de disco parabólico con motor Stirling oscila entre un 25 % y un 30 %. Sin embargo, no se trata de una tecnología extendida y está en fase de desarrollo.

La figura 5 muestra un esquema de las configuraciones de las diferentes tecnologías descritas.

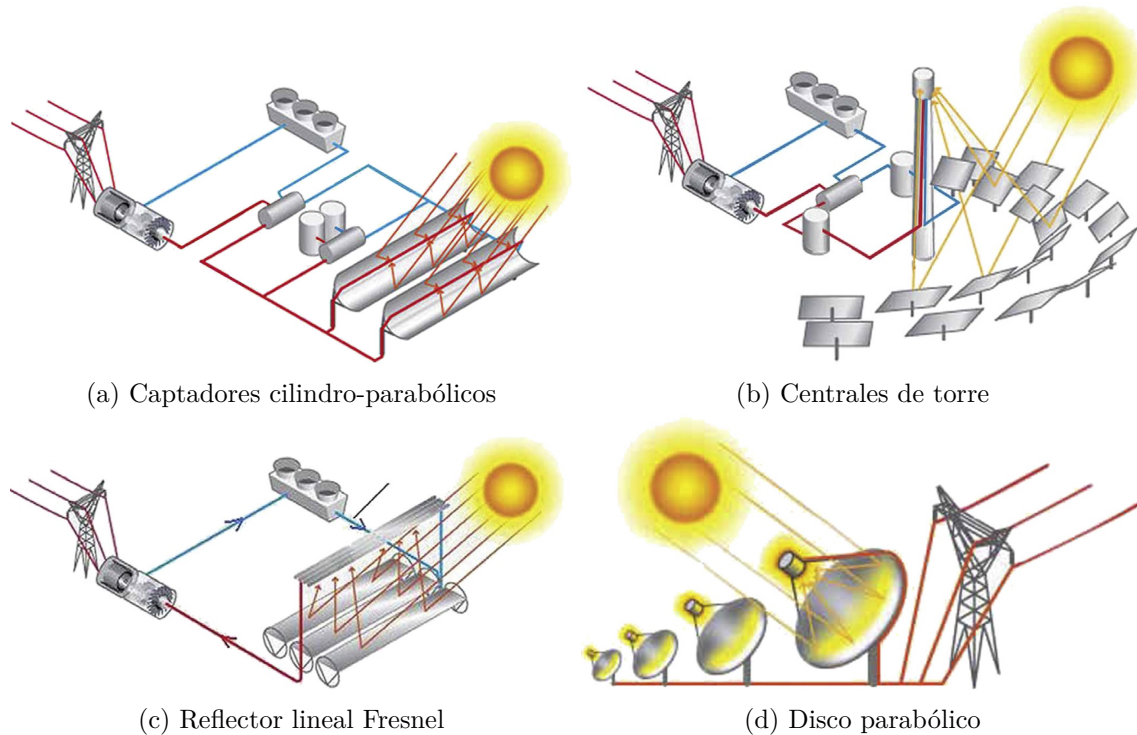


Figura 5: Esquema de las diferentes tecnologías

Imágenes extraídas de [29]

En lo que respecta al bloque de potencia, existen diferentes configuraciones. Estas dependen de diversos factores como el fluido de trabajo empleado, las temperaturas alcanzadas y la presencia o no de almacenamiento térmico. Principalmente, nos encontramos con un ciclo Rankine directo o indirecto. El ciclo directo podrá implementarse si el fluido de trabajo en el campo solar es agua, y hará que sea complejo incluir un módulo de almacenamiento térmico. Por otro lado, el ciclo Rankine indirecto utiliza un circuito secundario con una serie de intercambiadores de calor que realizarán

la transferencia de calor del fluido de trabajo del campo solar al agua que pasará a las turbinas en forma de vapor.

3.3. Almacenamiento térmico

Uno de los motivos que hacen a las plantas solares termoeléctricas una gran alternativa para la transición energética es la posibilidad de incluir un subsistema de almacenamiento térmico. Esto permite diferentes modalidades de funcionamiento, dándole gran versatilidad y colaborando a una buena gestión de la demanda. El concepto se basa en realizar un sobredimensionado del campo solar frente a la capacidad eléctrica nominal. Durante las horas de máxima irradiación solar, el campo solar produce más calor del que las turbinas pueden absorber, y por lo tanto se deriva a la unidad de almacenamiento térmico [30]. A modo de clasificación, podemos diferenciar en tres conceptos: almacenamiento de calor sensible, almacenamiento de calor latente, almacenamiento de calor termoquímico. El sistema más extendido es aquel que usa el concepto de almacenamiento de calor sensible. A continuación explicamos brevemente cada uno de ellos [31].

- **Almacenamiento de calor sensible:** Se basa en el aumento y descenso de la temperatura de un material, sin ningún tipo de cambio de fase. Las propiedades de este tipo de sistema dependen de la masa, el calor específico y la diferencia de temperatura del material. Otros factores que determinan el funcionamiento del sistema son la temperatura de operación, conductividad térmica, difusividad y estabilidad química y termoquímica. Se ha desarrollado este tipo de almacenamiento usando materiales sólidos (hormigón, cerámicas moldeables, grafito o cantos rodados), líquidos (sales fundidas: sal solar 60 % $NaNO_3$, 40 % KNO_3 y HitecXL 48 % $Na(NO_3)_2$, 7 % $NaNO_3$, 45 % KNO_3 ; sodio líquido, nanopartículas) y gaseosos (aire comprimido, vapor). Lo más común son sistemas de almacenamiento térmico a partir de sales fundidas. El sistema debe diseñarse de forma que la descarga de calor se realice a una temperatura relativamente constante en todo momento.
- **Almacenamiento de calor latente:** Se basa en llevar un material al cambio de fase a temperatura constante. La cantidad de calor almacenado es el correspondiente al calor latente del cambio de fase. Nos encontramos sistemas basados en cambio de fase tanto sólido-líquido como líquido-sólido. Una ventaja de estos sistemas es que el proceso se da en un margen estrecho de temperaturas y la mayor densidad energética de los materiales. Un inconveniente es la baja conductividad térmica, que implican una descarga de calor lenta. Con respecto a los materiales empleados, se suele usar grafito y también aleaciones metálicas.
- **Almacenamiento de calor termoquímico:** Se basa en reacciones químicas reversibles, caracterizadas por un cambio en la composición de los reactantes. El calor que proviene del campo solar se utiliza para activar una reacción química endotérmica para poder ser almacenado en forma de energía potencial química. Más adelante, se realizará la descarga de calor a partir de una reacción exotérmica. Algunas reacciones que se están testando para este fin son Co_3O_4/CoO , SO_3/SO_2 y TiH_2/Ti . Este tipo de sistemas se beneficia de una gran densidad energética, pero se ve afectado por una baja conductividad térmica.

3.3.1. Integración

Un aspecto central de los sistemas de almacenamiento térmico aplicados en las plantas solares es su correcta integración con el bloque de potencia y el ciclo termodinámico asociado.

Podemos diferenciar entre una integración activa o pasiva. Y dentro de la integración activa puede ser directa o indirecta [31].

En los sistemas de almacenamiento térmico activo, el material en el que se acumula el calor libera y absorbe el calor a partir de convección forzada. En el caso de los sistemas de almacenamiento térmico pasivos, el material que acumula el calor se mantiene estático y se calienta o enfría a partir de la circulación de un fluido de intercambio de calor (Heat Transfer Fluid, HTF). La división dentro de los sistemas activos se realiza dependiendo de si el fluido de almacenamiento sirve también de fluido de intercambio de calor (HTF) en el campo solar. Aquellos sistemas en los que el fluido de almacenamiento y fluido de intercambio de calor son el mismo se denominan directos, aquellos en los que son diferentes se denominan indirectos.

El funcionamiento de los sistemas activos directos se basa en dos tanques, uno caliente y uno frío. El fluido contenido en el tanque caliente se bombea al bloque de potencia para después llegar al tanque frío, a partir de ahí recorrerá el circuito del campo solar para volver al tanque caliente. En este tipo de sistemas se requiere un fluido que tenga buenas propiedades tanto para el intercambio como para el almacenamiento de calor, se suelen usar sales fundidas o vapor. Los sistemas activos indirectos pueden funcionar con un único tanque de almacenamiento (enfoque termoclina) o con dos tanques. En ambos casos, el fluido frío se calienta a su paso por un intercambiador de calor al que llega el HTF del campo solar. El sistema de un solo tanque se basa en aprovechar la diferencia de densidades de modo que el fluido caliente se sitúa en la parte superior del tanque mientras que el fluido frío se ubica en la parte inferior. La figura 6 muestra el esquema de los diferentes sistemas de almacenamiento térmico descritos.

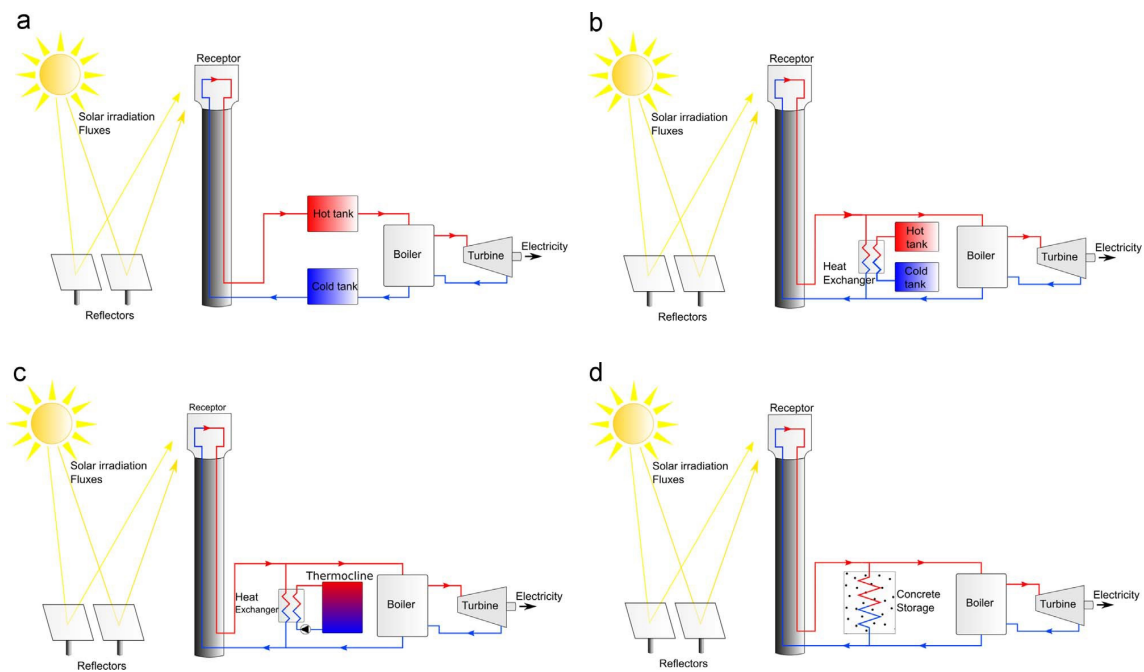


Figura 6: Representación de los diferentes sistemas de integración del almacenamiento térmico

a) Activo directo. b) Activo indirecto 2 tanques. c) Activo indirecto 1 tanque. d) Pasivo [31]

Por otro lado, el almacenamiento térmico nos permite operar con diferentes configuraciones que satisfacen unas demandas u otras de la red [28]. A partir de un almacenamiento pequeño y

una turbina mediana se cubriría un régimen de carga intermedia en las horas centrales del día. Si aumentamos la capacidad de almacenamiento podemos realizar el régimen de carga intermedia con cierto retraso, logrando inyectar electricidad a la red en horas de poca o nula luz solar. Así mismo, con un gran almacenamiento y una turbina de menor tamaño podríamos lograr una generación de carga básica de 24 horas. Por último, con un gran almacenamiento y una gran turbina enfocaremos nuestra instalación a cubrir periodos de máxima carga.

Hemos visto el gran potencial de la integración de los sistemas de almacenamiento térmico en las plantas de energía solar termoeléctrica. Sin embargo, también existen ciertas limitaciones materiales a tener en cuenta que se comentarán en apartados posteriores.

3.4. Descripción de las pérdidas energéticas en una planta termoeléctrica de receptor central

Para evaluar el funcionamiento de una planta termoeléctrica de receptor central debemos conocer los diferentes mecanismos de pérdidas que influyen en su operación. Haremos un breve resumen de las pérdidas energéticas que se producen en el campo de helióstatos y en el receptor central.

3.4.1. Pérdidas en el campo de helióstatos

El campo solar está constituido por un gran número de helióstatos orientados de tal forma que reflejen la irradiación solar incidente hacia el receptor central. Cuestiones como propiedades ópticas, la geometría y orientación del campo, la distancia entre helióstatos y la altura de la torre influirán en el aprovechamiento final de la irradiación. Existen diferentes mecanismos de pérdidas, algunos de ellos serán inevitables, otros podrán optimizarse. Para describir estos mecanismos, nos basaremos en [32], donde se analizan para el caso de una planta similar a Gemasolar.

- **Pérdidas por sombreado** (Shading losses): Tienen lugar previamente a que la radiación solar incida sobre el helióstato. Se deben a que los helióstatos colindantes proyectan su sombra sobre el helióstato considerado. Este mecanismo de pérdidas es especialmente significativo al inicio y final del día, cuando el sol se encuentra en una posición baja en el cielo. En estos momentos, el coeficiente de sombreado llega a alcanzar valores de 0,6 en ciertas áreas. El coeficiente de sombreado es la relación entre el área de superposición proyectada sobre el helióstato considerado dividida entre el área total del polígono proyectado. Durante el resto del día este valor es mucho más bajo, aunque se mantiene por encima del 0,03.
- **Pérdidas por orientación** (Cosine losses): La misión del helióstato es redirigir la radiación solar al receptor central situado en lo alto de la torre. Dado que la dirección en la que tienen que reflejar los rayos solares es siempre la misma, no se puede configurar el movimiento de los helióstatos de forma que la normal a su plano coincida con el ángulo con el que inciden los rayos. Esta falta de perpendicularidad tiene como consecuencia que el helióstato refleja menos radiación que la correspondiente al área que abarca. Estas pérdidas se denominarán *cosine losses*, puesto que el factor que las describe se corresponde con el coseno del ángulo de incidencia de la radiación solar. Se trata de unas pérdidas que no es posible evitar, ya que están relacionadas con la propia naturaleza de la configuración geométrica del campo solar. La influencia de estas pérdidas evolucionará a lo largo del día siguiendo el recorrido del sol. Durante la mañana, la radiación incide sobre los helióstatos del ala este del campo formando un gran ángulo, por lo que experimentarán grandes pérdidas por este fenómeno. Durante la tarde, los helióstatos del ala este tendrán una buena eficiencia con respecto a este mecanismo de pérdidas, mientras que aquellos del ala oeste experimentarán grandes pérdidas.

- **Pérdidas por reflectividad y limpieza** (Reflectivity and Cleanliness): Las pérdidas por reflectividad se deben a la cantidad de radiación que no se refleja por parte de la superficie limpia del espejo. Las pérdidas por limpieza se deben a la absorción y difusión producidas por la suciedad en la superficie del espejo. Las primeras, dependen de la calidad en la fabricación de los espejos. Las segundas se vinculan con el polvo depositado sobre la superficie y la frecuencia con la que los espejos se limpian. Estas pérdidas se describen con un coeficiente que mantiene un valor igual para cada heliostato. De hecho, se expresa como constante en el tiempo y se calcula a partir de su valor medio anual. Un valor típico es del 5 % para ambos mecanismos de pérdidas.
- **Pérdidas por bloqueo** (Blocking): Hay ocasiones en las que, cuando un heliostato refleja la radiación hacia el receptor central, algunos heliostatos colindantes interceptan y bloquean parcialmente el haz proyectado. Se pueden reducir este tipo de pérdidas mediante una disposición óptima del campo solar. Las pérdidas se mantienen prácticamente constantes a lo largo del día.
- **Pérdidas por atenuación atmosférica** (Atmospheric Attenuation): La calidad del aire influye en la radiación reflejada mediante absorción y difusión. La calidad del aire varía según la visibilidad de cada día, pero estos datos no se recopilan en las bases de datos actuales. Por lo tanto, la forma de considerar estas pérdidas es calcular el caso más frecuente y tomar los coeficientes obtenidos como constantes a lo largo del año. Habrá una relación directa entre la distancia del heliostato a la base de la torre con las pérdidas por atenuación atmosférica. En el estudio de [32], aquellos espejos situados a una distancia de 125 m sufrirán unas pérdidas de un 2 %, mientras que para aquellos situados a 900 m las pérdidas ascienden al 10 %. Este mecanismo de pérdidas no es susceptible de ser optimizado a partir de una mejor disposición del campo solar, únicamente es posible tratar de mantener los heliostatos a una distancia cercana de la torre del receptor central.
- **Pérdidas por dispersión** (Spillage): Cuando los rayos solares reflejados alcanzan el receptor central, puede ocurrir que una parte del haz no incida sobre la superficie y se pierda en la atmósfera. Este fenómeno se ve acentuado a medida que aumenta la distancia entre el heliostato y el receptor, llegando a un 65 % para las filas más lejanas. Se observa una pequeña variación en las pérdidas por dispersión acorde al recorrido del sol. La forma de reducir este mecanismo de pérdidas es situar los heliostatos cercanos a la torre y mejorar la precisión óptima de los espejos.

En la figura 7 se muestra cómo se distribuyen en el campo solar a una hora concreta los diferentes mecanismos de pérdidas. Cálculos realizados para una planta similar a Gemasolar a las 07:00 hora solar del día 20 de marzo de un año genérico representativo. La flecha roja indica el vector solar. [32]

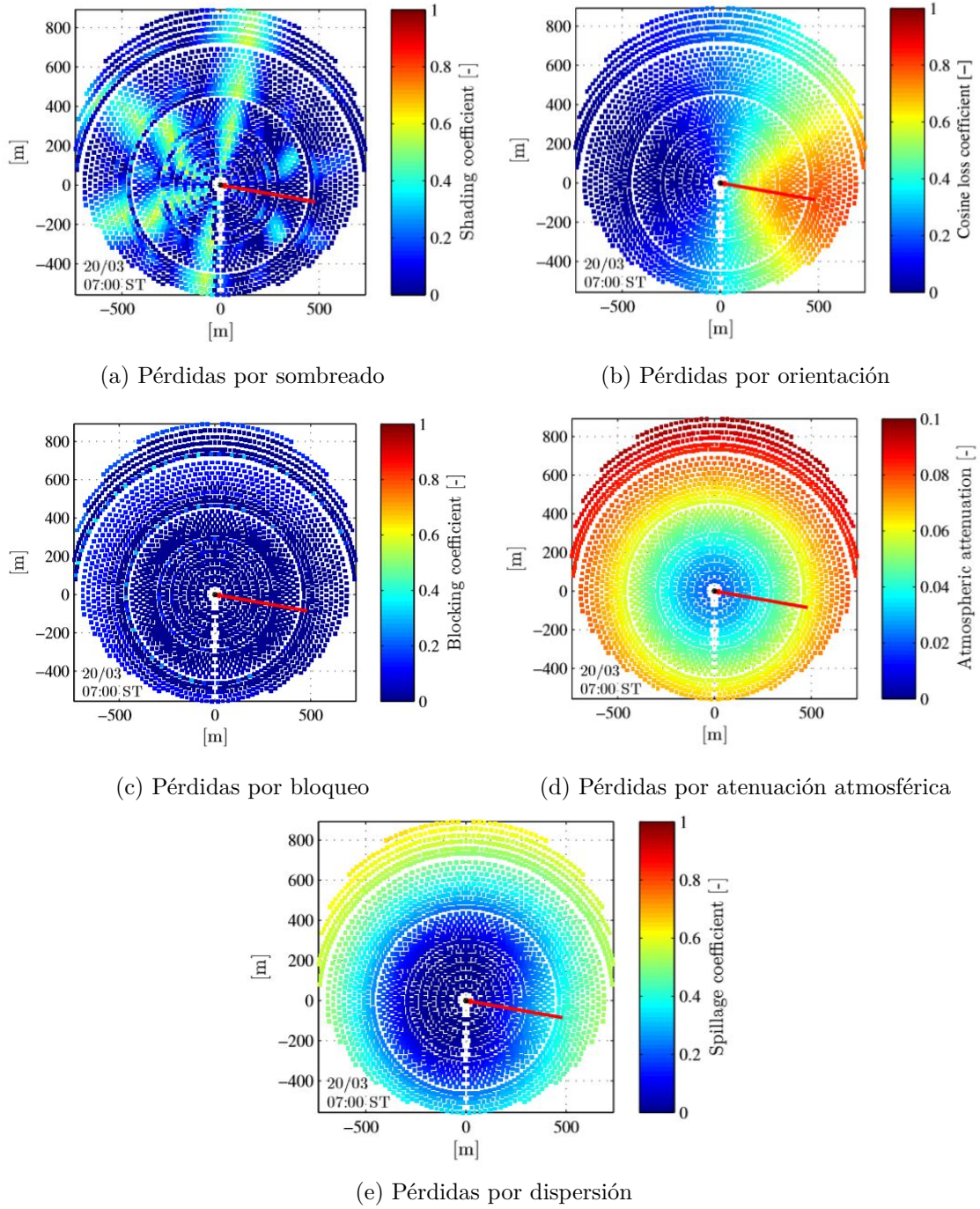


Figura 7: Distribución de coeficientes de diferentes mecanismos de pérdidas en el campo solar

3.4.2. Pérdidas en el receptor central

El funcionamiento del subsistema del receptor central se medirá en la capacidad de este dispositivo para transmitir la mayor cantidad posible de energía desde los rayos solares reflejados sobre su superficie hasta las sales solares que circulan como fluido de trabajo por el interior del conjunto de tuberías. El proceso tiene unas pérdidas asociadas, podemos describirlas con cuatro categorías: reflexión, radiación, convección y conducción. La última, no tiene una gran influencia, así que se describirán las tres primeras:

- **Pérdidas por reflexión:** Están relacionadas con el factor de reflectividad de los materiales que conforman la superficie sobre la que incide la radiación solar. No toda la radiación se absorbe, parte se refleja y se pierde en la atmósfera. Típicamente, las pérdidas en el receptor debidas a reflexión pueden llegar a alcanzar un 30 %.
- **Pérdidas por radiación:** Estas pérdidas dependen de la emisividad de los materiales que confirman la superficie, siguiendo la ley de Stefan-Boltzmann. En este caso, la temperatura de la superficie tendrá una influencia considerable. Las pérdidas por radiación pueden llegar al 50 % de las pérdidas totales en el receptor central.
- **Pérdidas por convección:** Para evaluar las pérdidas por convección deberemos conocer la temperatura ambiente atmosférica, la velocidad del viento y la forma del receptor. En términos medios, el coeficiente de transferencia de calor por convección alcanza un valor de $20 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ para un receptor de cavidad y haces de tubos. Este mecanismo de pérdidas supone aproximadamente un 15 % de las pérdidas energéticas del receptor.

3.4.3. Resumen de pérdidas y diagrama de Sankey

Tomando el trabajo de Augsburguer [32], podemos resumir las pérdidas energéticas de una planta termoeléctrica similar a Gemasolar mediante un diagrama de Sankey. El diagrama de Sankey, aplicado a análisis energéticos, expresa visualmente cómo se reparten las diferentes pérdidas desde el inicio hasta el final del proceso a evaluar. En este caso, partimos de la irradiación solar normal incidente sobre el campo de helióstatos. El fin del proceso es la energía eléctrica inyectada a la red.

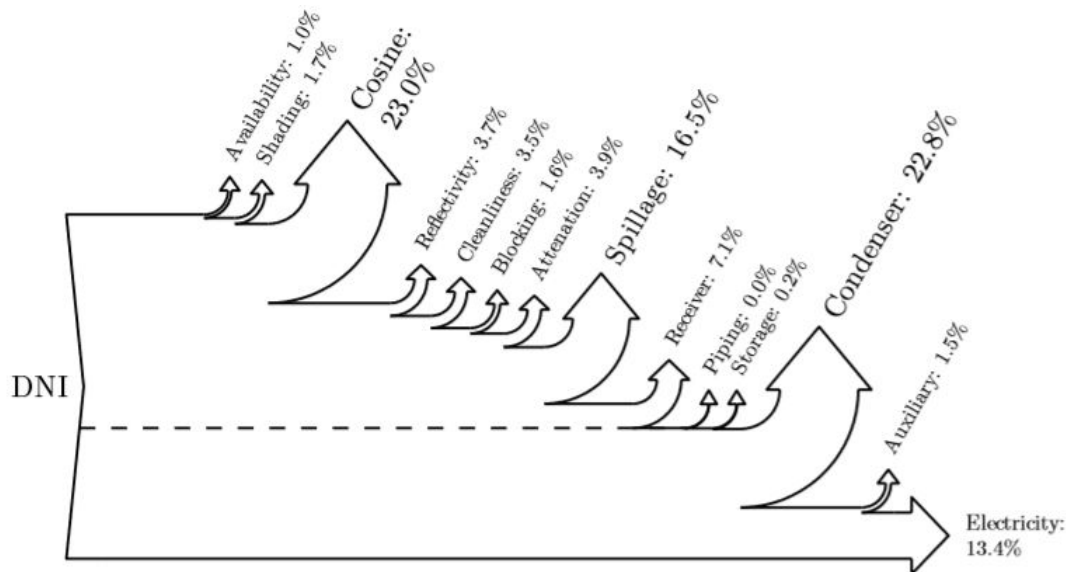


Figura 8: Diagrama de Sankey de las pérdidas energéticas de una planta termoeléctrica similar a Gemasolar

Diagrama extraído de [32]

En la figura 8 podemos observar cómo las pérdidas por orientación (Cosine) tienen una gran relevancia. Sin embargo, se trata de una problemática intrínseca a la disposición del campo de helióstatos y la trayectoria del sol en el horizonte. Las pérdidas por dispersión (Spillage) alcanzan un 16,5 % del total, y, en este caso, sí se puede intentar reducirlas mediante mayor precisión óptica

de los espejos. Por último, el condensador representa el dispositivo con mayores pérdidas energéticas asociadas en el subsistema del bloque de potencia, llegando a alcanzar un 22,8 % de las pérdidas totales de la planta.

3.5. Limitaciones materiales en el cambio de escala

Como indicamos al inicio de este trabajo, la tarea de preparar escenarios de transición energética a fuentes renovables debe tener en cuenta cuestiones ecológicas y limitaciones de recursos materiales no renovables. Si aceptamos y apostamos por un cambio de escala en el aprovechamiento de la radiación solar a partir de plantas termosolares, debemos atender a estas cuestiones. Algunos estudios se dirigen a esta cuestión y arrojan resultados valiosos a considerar.

García-Olivares pone el foco en el uso de los nitratos de sodio y potasio, claves para las sales fundidas del sistema de almacenamiento térmico. La reserva principal de este recurso se ubica en Atacama, Chile, y se cifran sus reservas actuales en 37 Mt. En el escenario de transición energética renovable propuesto por el autor, la necesidad de estos nitratos es mucho mayor, por lo que se haría necesario recurrir a la producción de nitratos sintéticos [19]. Un estudio posterior de la Universidad Tecnológica de Chalmers, de Suecia, reafirma la posibilidad de exceder las tasas de producción necesarias para obtener las sales térmicas del almacenamiento y la necesidad de buscar alternativas [33]. Además, señala el uso de plata en la producción de los espejos como una limitación material a tener en cuenta y propone buscar alternativas basadas en aluminio. Por otro lado, otros minerales como el molibdeno, que se usa en las aleaciones de acero, corre el riesgo de agotar sus reservas mundiales en menos de medio siglo. Por último, un estudio reciente de la Universidad de Zaragoza señala el gran incremento en el consumo de manganeso, titanio y zinc asociado a la extensión futura de la energía termosolar [34].

Por estos motivos, consideramos necesario realizar un análisis que tenga en cuenta aspectos como el impacto ambiental, el consumo de recursos no renovables así como la eficiencia energética y exergética.

4. Exergía: termodinámica y sostenibilidad

En esta sección vamos a introducir los conceptos básicos de exergía que emplearemos en el desarrollo de los cálculos y la presentaremos como una herramienta funcional a la hora de medir la sostenibilidad de un sistema.

4.1. Herramientas y métodos de evaluar el impacto ambiental y la sostenibilidad

A la hora de evaluar el impacto ambiental y la sostenibilidad existen multitud de herramientas, métodos e indicadores usados de sistemas de diferente complejidad. Entre los más importantes, siguiendo la clasificación propuesta por Ibrahim Dincer y Marc A. Rosen [35], podemos destacar:

- **Análisis de ciclo de vida** (Life Cycle Assessment): Se trata de una herramienta analítica que evalúa las diferentes etapas del ciclo de vida de un producto o servicio. Realiza un examen *de la cuna a la tumba* del producto en cuestión. Se trata de una herramienta muy importante que puede conectarse con otros análisis y métodos.
- **Evaluación de impacto ambiental** (Environmental Impact Assessment): Se trata de un método ampliamente extendido e inserto en la legislación medioambiental [36]. Introduce multitud de medidores cuantitativos relativos al caso concreto de estudio. A partir de los resultados arrojados se podrá determinar si la actividad examinada tendrá un impacto dañino en el medio-ambiente, el nivel de este daño y formas de evitarlo.
- **Huella ecológica** (Ecological Footprint): Representa el área de tierra y agua biológicamente productivos que son necesarios para suministrar los recursos que la población humana consume y para asimilar los residuos asociados. Se trata de un indicador ampliamente aceptado para medir impactos de carácter ambiental y puede aplicarse a gran escala (por ejemplo: la huella ecológica de un país).
- **Índice de proceso sostenible**: Es una medida de la sostenibilidad de un proceso que produce determinados bienes. Se utiliza el metro cuadrado como medida cuantitativa. Calcula la cantidad total de tierra necesaria para obtener las materias primas, la energía necesaria (proveniente de la radiación solar), infraestructuras, plantas de producción y para la eliminación de residuos.
- **Análisis de flujos materiales**: Herramienta analítica que contabiliza los flujos y reservas de un material o elemento dentro de un sistema cerrado definido. Tiene dos principios básicos: realizar un enfoque sistémico y un balance de masa. Esta herramienta adquiere una gran importancia en la Ecología Industrial y perspectivas de economía circular.
- **Evaluación de riesgo**: Se trata de estimar la probabilidad de impactos potenciales y el grado de incertidumbre asociado. Cuando se aplica este indicador a cuestiones medioambientales, el riesgo suele referirse a efectos negativos sobre organismos, poblaciones o ecosistemas. La información se transmite a quien está al cargo de gestionar el caso y se toma la decisión considerando si el riesgo es aceptable o no.
- **Análisis exergético**: La exergía es la calidad de un flujo de energía o materia, es decir, representa la parte útil de energía o materia. Los procesos que realizan una conversión de energía suelen estar impulsados por el consumo de calidad de energía. Incluir los conceptos de exergía para realizar una evaluación del consumo de recursos físicos mejora la calidad de los datos empleados para realizar un Análisis de ciclo de vida.

En los análisis de plantas de aprovechamiento de diferentes formas de energía nos encontramos con enfoques como la *tasa de retorno energético (ERoEI)* o el *balance de energético neto*. Estos, realizan la evaluación del proceso tomando como base la energía como cuantificador común. Presentan a la energía como medidor cuantitativo del consumo de recursos y obtención de productos.

Lo que queremos defender en este trabajo es la exergía como el cuantificador común más adecuado para evaluar el consumo de recursos, rendimiento y emisión de sustancias nocivas por parte de un proceso.

4.2. Introducción a la exergía

Realizaremos una introducción a los conceptos básicos sobre la exergía, desde su origen y sus fundamentos a su utilización para evaluar procesos termodinámicos y sostenibilidad de un sistema.

4.2.1. Breve historia de la exergía

El pionero francés de la termodinámica, Sadi Carnot, afirmó en 1824 “*el trabajo que puede ser extraído de un motor térmico es proporcional a la diferencia de temperatura entre el foco caliente y el foco frío*”. A partir de esta consideración, el físico y matemático alemán Rudolf Clausius formuló entre 1850 y 1867 la *Segunda Ley de la Termodinámica* y el importante concepto de *Entropía*. Apenas unos años más tarde, el científico americano Josiah Willard Gibbs publicó la formulación matemática de lo que denominó “*la energía disponible del cuerpo y el medio*” cuando el cuerpo está rodeado por “*un medio a presión y temperatura constante*” [37].

Este es justamente el concepto en el que se basa la exergía. El aporte principal que se realiza al introducir y formular nuestro análisis a partir de la exergía es tener un medidor de la calidad de la energía. El *Primer Principio de la Termodinámica* establece la conservación de la energía. Sin embargo, el modo en el que esa energía se nos presenta tiene una gran importancia. Cuando un proceso realiza una transformación, la *energía útil* presente al inicio no es igual a la energía útil contenida en el trabajo realizado, el calor liberado, los productos principales y secundarios producidos, y los residuos emitidos, sino que existe una destrucción.

A finales del siglo XIX, el francés Louis Georges Gouy y el eslovaco Aurel Stodola llegaron de forma independiente a la misma conclusión que se convertiría en ley científica: la pérdida de *energía útil* es equivalente a la generación de entropía (S_{gen}) multiplicada por la temperatura ambiente (T_0). No fue hasta 1953 cuando se propuso una terminología común por parte de Zoran Rant. Hasta ese momento, diversos científicos e ingenieros empleaban conceptos como *energía disponible* o *energía útil* en sus análisis. Rant, propuso usar el término *Exergía* [38]. En este trabajo emplearemos la notación B [kJ] para exergía y b para exergía específica referida a la exergía por unidad de sustancia m expresada en kilogramos: $b = \frac{B}{m}$ [kJ/kg]

4.2.2. Fundamentos de la exergía

Tras el desarrollo histórico mencionado, a mitad del siglo XX se alcanza un estado maduro del campo de investigación. Actualmente se define que la exergía de un sistema es *la cantidad máxima de trabajo útil que puede ser obtenido a partir de este sistema, o recurso, cuando se equilibra con su entorno mediante procesos reversibles en los que el sistema únicamente puede interactuar con el entorno* [37]. Al igual que en el caso de la energía, es necesario hacer ciertas consideraciones dependiendo de qué tipo de exergía estamos hablando.

- La exergía potencial, cinética, mecánica y eléctrica es equivalente a la energía potencial, cinética, mecánica y eléctrica.
- La exergía física (b_f) se calcula a partir de la entalpía y entropía del sistema en condiciones de presión y temperatura ambiente:

$$b_f = h(p, T) - h(p_0, T_0) - T_0 [s(p, T) - s(p_0, T_0)] \quad (1)$$

siendo h la entalpía y s la entropía.

- La exergía de un flujo de calor (b_q) a una temperatura T en un ambiente de temperatura T_0 se calcula como:

$$b_q = q \left(1 - \frac{T_0}{T} \right) \quad (2)$$

- La exergía química estándar de cualquier componente químico puede ser calculada a partir del balance exergético de la reacción que forma este componente. La exergía química reactiva se calculará a partir de la siguiente forma:

$$b_{ch,R} = \Delta G_f + \sum_i n_i b_{ch,i} \quad (3)$$

donde:

ΔG_f	Entalpía libre de Gibbs del componente
n_i	Número de moles de los elementos por unidad de componente
$b_{ch,i}$	Exergía química estándar del elemento i

Estos cálculos son más complejos, y existen diferentes tablas de datos que recogen la exergía de multitud de componentes y productos químicos. Además, la herramienta gratuita “*Exergy calculator*” ayuda a realizar el cálculo de la exergía química de diferentes componentes [39].

- La exergía de la radiación referida a un cuerpo negro se calculará de la siguiente forma:

$$B_{rad} = \sigma \left(T^4 - \frac{4T^3T_0}{3} + \frac{T_0^4}{3} \right) \quad [W/m^2] \quad (4)$$

siendo σ la constante de Stefan-Boltzmann.

A diferencia de la energía o la masa, la exergía no es una propiedad conservativa. El balance de exergía de un proceso real (irreversible) deberá completarse incluyendo las pérdidas de exergía internas. En una aproximación sencilla, tendríamos:

$$\sum B_{out} = \sum B_{in} - \sum B_{loss}$$

Realizando un enfoque más completo y general, el balance exergético de un proceso será:

$$B_d + \sum B_{q,d} = \Delta B_s + \sum B_{q,w} + W + B_u + \delta B_L + \delta B_D \quad (5)$$

donde:

B_d	Exergía suministrada al sistema
$B_{q,d}$	Exergía suministrada al sistema a través de una fuente de calor $T > T_0$
ΔB_s	Incremento de la exergía del sistema
$B_{q,w}$	Exergía transferida desde el sistema a la fuente de calor con $T > T_0$
W	Trabajo útil generado en el sistema
B_u	Exergía de los productos útiles generados en el sistema
δB_L	Pérdidas externas de exergía: Exergía de los productos de desecho sacados del sistema
δB_D	Pérdidas internas de exergía resultantes de la irreversibilidad del sistema

Expresado de forma simplificada tendríamos:

$$B_F = B_P + \delta B_L + \delta B_D$$

Siendo B_F la exergía total que acciona el sistema y B_P la exergía total de los productos útiles.

Para calcular las pérdidas de exergía interna deberemos aplicar la llamada *Ley de Gouy-Stodola* antes mencionada:

$$\delta B_D = T_0 S_{gen} = T_0 \sum \Delta S$$

Una vez formulado el balance, podremos introducir y calcular la eficiencia exergética del proceso. Este ha sido un tema con gran controversia, y se han presentado diferentes propuestas. Vamos a diferenciar entre la eficiencia exergética universal y la eficiencia exergética funcional [40]:

- Eficiencia exergética funcional:

$$\eta_{b,f} = \frac{B_P}{B_F} = \frac{B_F - \delta B_L - \delta B_D}{B_F}$$

En este caso, las exergías asociadas a los productos y la fuente debe ser especificada para cada sistema. No en todos los procesos está claro cuál es la exergía asociada al accionamiento, no hay un combustible obvio.

- Eficiencia exergética universal:

$$\eta_{b,u} = \frac{\sum B_{out}}{\sum B_{in}} = \frac{\sum B_{in} - \sum B_{loss}}{\sum B_{in}}$$

En este caso, no hace falta ninguna aclaración, ya que suele ser bastante claro qué flujos entran y cuáles salen de las fronteras del sistema.

Tomaremos como definición correcta y deseable la eficiencia exergética funcional, aunque habrá casos en los que tendremos que recurrir a la universal. Es importante recalcar que en todos los casos nos encontraremos con $B_F \leq B_{in}$, de modo que $\eta_{b,f} \leq \eta_{b,u}$.

4.2.3. Utilización de la exergía para determinar las ineficiencias termodinámicas

Realizar un análisis exergético nos permite tener una visión más completa del proceso estudiado que la obtenida a partir de los análisis energéticos. Principalmente, nos permite identificar y localizar las partes de un proceso donde se producen las irreversibilidades que disminuyen la eficiencia termodinámica y nos aporta las claves para evitar este efecto. Ilustraremos esto con un ejemplo [37].

Tomando el caso de una central eléctrica de gas natural con un ciclo Rankine con valores típicos.

Tabla 2: Destrucción y pérdidas de exergía en una central eléctrica de vapor

Descripción	Tipo	% destrucción de exergía*
Generador de vapor: Combustión	destrucción	30
Generador de vapor: Transferencia de calor	destrucción	30
Turbina	destrucción	3
Condensador	destrucción	5
Bomba	destrucción	despreciable
Gases de chimenea	pérdida	3
Agua refrigeración	pérdida	2

*: Porcentaje con respecto a la exergía del combustible

Datos obtenidos de [37]

Un análisis energético se enfocaría en aquellas partes del sistema donde se producen pérdidas, es decir, a los gases de chimenea y el agua de refrigeración. Sin embargo, al realizar un análisis exergético de la planta, vemos en la tabla 2 como la destrucción de exergía producida por estas partes es de un orden de magnitud mucho más pequeño que la producida en el generador de vapor. Por lo tanto, debemos enfocar nuestros esfuerzos en perfeccionar el proceso termodinámico que se realiza en el elemento que tiene asociado el 60 % de la destrucción de la exergía del combustible.

La aplicación de la exergía nos permite también realizar una correcta evaluación de la calidad termodinámica de los recursos introducidos en nuestros procesos productivos. Esto quiere decir que bajo el mismo concepto podemos contabilizar la calidad termodinámica de los procesos y de los recursos necesarios en esos procesos. Por estos motivos, desde hace más de cuatro décadas, diferentes investigadores han propuesto utilizar la exergía como un cuantificador de la sostenibilidad.

4.2.4. Exergía como cuantificador de la sostenibilidad

Desde un punto de vista termodinámico, nuestras sociedades industriales no son capaces de crear o producir nada, sino que únicamente pueden dirigir sus esfuerzos a un grado de utilización máxima de los recursos naturales que toma [37]. Para alcanzar este objetivo es necesario optimizar termodinámicamente los procesos, minimizando la producción de entropía, y realizar un uso adecuado de los recursos, productos, subproductos y desechos. La exergía nos permite integrar todo esto bajo el mismo paraguas. Si unimos el análisis exergético de las diferentes ramas de un proceso al análisis de ciclo de vida obtenemos una potente herramienta para evaluar el impacto y la sostenibilidad del proceso.

En este sentido, Antonio Valero y Jan Szargut llegaron de forma separada a conceptos equivalentes que abordaban esta cuestión. Valero nombró “*Exergo-ecology*” al análisis y *coste exergético* (k^*) a la herramienta. Szargut lo denominó como *Cumulative Exergy Consumption* (b^*). El estudio de su trabajo y de su teoría conjunta del *Análisis de coste termo-ecológico* [41] es de gran valor para adentrarse en el uso de la exergía como cuantificador de la sostenibilidad. En este trabajo nos limitaremos a realizar el análisis termodinámico basado en conceptos de exergía sobre una planta termoeléctrica.

5. Propuesta de análisis: Método

La propuesta que se realiza en este trabajo es analizar una planta termoeléctrica con almacenamiento térmico basándonos en dos herramientas. Por un lado, una simulación realizada en el programa *System Advisor Model*, desarrollado por el NREL. Por otro lado, el artículo académico *Energy and exergy analysis of solar power tower plants*, publicado por Chao Xu en 2011. De la simulación, obtendremos la serie temporal horaria a lo largo de un año de los flujos energéticos de la planta. Desde la radiación solar incidente hasta el calor transmitido al generador de vapor. Del artículo, tomaremos algunos supuestos clave y los datos del ciclo de potencial simplificado. A partir de estos datos, realizaremos tanto un análisis energético como exergético del funcionamiento general de la planta. Así mismo, tomaremos tres días significativos del año para una observación más detallada.

La metodología se puede resumir en los siguientes pasos:

1. Tomar un caso de referencia: Proporcionado por el IDAE
2. Obtener los datos meteorológicos de la ubicación: A partir del recurso Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)
3. Realizar la simulación para obtener la serie de datos temporal: System Advisor Model (SAM)
4. Calcular los flujos exergéticos e introducir el ciclo de potencia de Xu 2011: Programa en MATLAB

5.1. Premisas de partida

En primer lugar, realizaremos una lectura detallada del artículo “Energy and exergy analysis of solar power tower plants”, publicado en la revista “Applied Thermal Engineering” en 2011 y firmado por Chao Xu, Zhifeng Wang, Xin Li y Feihu Sun. Los autores fijan el objetivo del artículo en construir un marco teórico para el análisis energético y exergético de una planta termoeléctrica que usa sales solares como fluido de trabajo. Este artículo fija una planta termoeléctrica de referencia, realiza una serie de consideraciones y calcula los balances energéticos y exergéticos. Nos interesa especialmente el ciclo de potencia que considera, pues basaremos nuestro análisis en esos mismos valores.

A continuación, realizaremos un repaso de este artículo. Describiremos los supuestos en los que se basa y los balances energéticos y exergéticos que establece. Nos detendremos a evaluar detalladamente los datos del ciclo de potencia y comentaremos las conclusiones. Este artículo utiliza la notación Ψ para referirse a la exergía, en el presente trabajo tomaremos el símbolo B como se indicó en la sección 4.2.2.

Los supuestos que se fijan para el presente análisis son los siguientes:

1. El sistema funciona en estado estacionario y con una irradiación solar constante
2. Se desprecian las caídas de presión y pérdidas de calor en tuberías
3. Se ignoran las energías y exergías cinéticas y potenciales
4. Se desprecia la exergía química de los materiales

5. Se considera una “eficiencia parasitaria” de todo el sistema de 88 %, que es un valor típico para sistemas de este tipo
6. El rendimiento del ciclo de potencia es independiente de la potencia de salida de la turbina

La figura 9 muestra el esquema de la planta termoeléctrica analizada. Este esquema es importante ya que mencionaremos los puntos en él señalado más adelante.

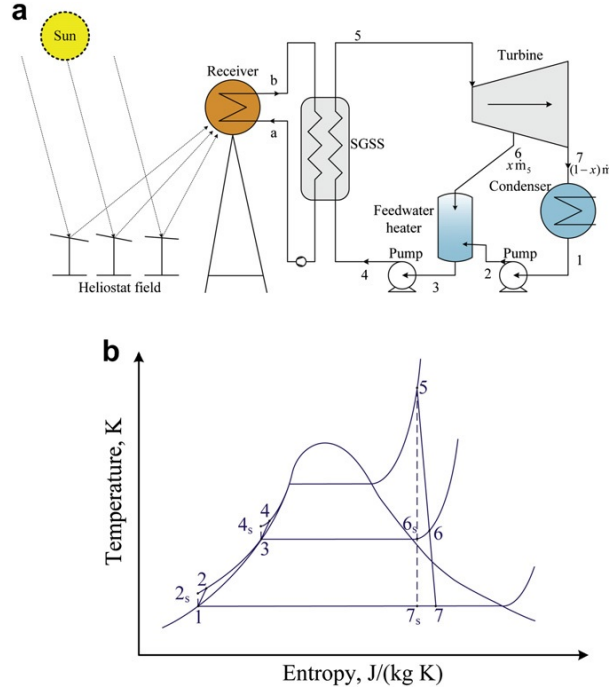


Figura 9: Esquema de la planta termoeléctrica de receptor central (a) y diagrama T-s del correspondiente ciclo de potencia (b)

Esquema extraído de [42]

5.1.1. Análisis campo de heliostatos

El campo solar está constituido por un gran número de heliostatos, que marcan la “superficie de apertura total” A_h . Estos dispositivos concentran los rayos solares en el receptor central. La cantidad total de irradiación solar que incide en el campo de heliostatos es proporcional al área total de este.

■ Análisis energético

El artículo considera que la irradiación solar incidente en el campo es: $\dot{Q}^* = A_h DNI$, donde DNI es la irradiación directa normal en W/m^2 . Se considera un valor constante de esta magnitud, pues se ha asumido estado estacionario.

La irradiación incidente en el campo se reflejará parcialmente hacia el receptor central (\dot{Q}_{rec}^*), mientras que la fracción restante (\dot{Q}_0^*) se perderá al ambiente debido a varios mecanismos de pérdidas previamente explicados en la sección 3.4.1. Por lo tanto, el balance energético será:

$$\dot{Q}^* = \dot{Q}_{rec}^* + \dot{Q}_0^* \quad (6)$$

■ Análisis exergético

Para describir el análisis exergético del campo de helióstatos primero debemos conocer cómo evaluar la exergía de la irradiación solar. En el presente artículo se expresa el flujo exergético asociado a la irradiación solar sobre la superficie reflectante de los helióstatos como:

$$\dot{B}^* = \dot{Q}^*(1 - T_0/T^*) \quad (7)$$

Como se explica en [43], T^* es la temperatura aparente del sol como fuente de exergía. Este valor se toma como: $T^* \simeq (3/4)T_S$, donde T_S es la temperatura aparente de cuerpo negro del sol. El artículo que es objeto de nuestro análisis toma $T^* = 4500K$, y así lo haremos en nuestros cálculos posteriores.

Al igual que en el análisis energético, debemos considerar aquella parte de exergía que se pierde por sombreado, orientación, bloqueo, atenuación atmosférica y dispersión. Dado que el fenómeno de reflexión conserva las propiedades del irradiación solar, podremos usar la misma formulación que en el caso anterior. El flujo exergético que incidirá en el receptor central, tras ser reflejado desde el campo de helióstatos, será:

$$\dot{B}_{rec}^* = \dot{Q}_{rec}^*(1 - T_0/T^*) \quad (8)$$

Por lo tanto, el balance exergético del campo solar se puede describir como:

$$\dot{B}^* = \dot{B}_{rec}^* + \dot{B}_0^* \quad (9)$$

Siendo \dot{B}_0^* la exergía pérdida en el campo de helióstatos.

5.1.2. Análisis del receptor central

Esta parte del análisis se realiza únicamente para el caso de “receptor de cavidad” y basándose en el modelo propuesto por Li et al. en [44].

■ Análisis energético

La función del receptor central es transmitir la mayor parte posible de la energía proveniente del campo solar al fluido de trabajo, en este caso, a las sales solares. Este proceso tendrá unas pérdidas al ambiente que se deben a mecanismos de pérdidas por convección, emisión, reflexión y conducción, explicadas en el apartado 3.4.2. La energía que se logra transmitir a las sales solares se expresa como $\dot{Q}_{rec,abs}$, y la parte que se pierde será $\dot{Q}_{rec,totloss}$. De esta forma, el balance energético se formulará como:

$$\dot{Q}_{rec}^* = \dot{Q}_{rec,abs} + \dot{Q}_{rec,totloss} \quad (10)$$

El artículo remite a [44] para calcular las pérdidas de calor totales mediante el modelo que en este se propone. Para evaluar los diferentes mecanismos de pérdidas es necesario calcular temperatura de la superficie del receptor. Dado que estas variables son mutuamente dependientes, se propone y desarrolla un modelo iterativo para lograr su cálculo.

■ Análisis exergético

El flujo exergético asociado al calor transmitido a las sales solares se describirá como la exergía física (ecuación 1):

$$\dot{B}_{rec,abs} = \dot{m}_{ms}(h_b - h_a - T_0(s_b - s_a)) \quad (11)$$

Tomando los datos de las propiedades de las sales solares recopilados por *Sandia National Laboratories* en [45], el calor específico de estas es función de la temperatura:

$$c_p \left[\frac{J}{kg \cdot ^\circ C} \right] = 1443 + 0,172 \times T(^{\circ}C) \quad (12)$$

En el presente artículo, se utiliza un valor de calor específico calculado tomando el punto medio entre la temperatura de entrada y salida, es decir: $c_{p_{ms}} = 1443 + 0,172 \times ((290 + 565)/2) = 1516,53 \left[\frac{J}{kg \cdot ^\circ C} \right]$. Conociendo este dato, se expresa el anterior flujo exergético en función únicamente de las temperaturas:

$$\dot{B}_{rec,abs} = \dot{m}_{ms}c_{p_{ms}}(T_b - T_a - T_0 \ln(T_b/T_a)) \quad (13)$$

Por otro lado, el flujo exergético asociado a las pérdidas de calor se expresa de la siguiente forma:

$$\dot{B}_{rec,loss} = \dot{Q}_{rec,totloss}(1 - T_0/T_{rec,sur}) \quad (14)$$

siendo $T_{rec,sur}$ la temperatura de la superficie del receptor.

El balance exergético del receptor central será:

$$\dot{B}_{rec} = \dot{B}_{rec,abs} + \dot{B}_{rec,loss} + I\dot{R}_{rec}^* \quad (15)$$

donde $I\dot{R}_{rec}^*$ se corresponde con la irreversibilidad generada en el receptor central.

5.1.3. Análisis del generador de vapor

El generador de vapor consiste en una serie de intercambiadores de calor. Las sales solares a gran temperatura recorren estos dispositivos para lograr calentar el agua desde líquido subenfriado hasta vapor sobrecalentado. En este artículo se considera que los intercambiadores de calor están perfectamente aislados, así que las pérdidas de calor al ambiente son despreciables. Sin embargo, aun sin pérdidas de calor al ambiente, sí habrá un incremento en la entropía del flujo. Por lo tanto, observaremos ciertas pérdidas de exergía en este subsistema.

■ Análisis energético

Al despreciarse las pérdidas de calor al ambiente, obtendremos un rendimiento unitario, y el balance será:

$$\dot{Q}_{rec,abs} = \dot{m}_{ms}(h_{ms,b} - h_{ms,a}) = \dot{Q}_{st,abs} = \dot{m}_{st}(h_{st,5} - h_{st,4}) \quad (16)$$

siendo \dot{m}_{st} el flujo másico del agua-vapor del ciclo de potencia. Por su parte, $h_{st,5}$ y $h_{st,4}$ representan, respectivamente, las entalpías del agua y vapor a la salida y a la entrada del generador de vapor.

■ **Análisis exergético**

Al producirse un incremento en la entropía del flujo, deberemos calcular la exergía del flujo de agua-vapor, la exergía absorbida por el ciclo de potencia:

$$\dot{B}_{st,abs} = \dot{m}_{st}(h_{st,5} - h_{st,4} - T_0(s_5 - s_4)) \quad (17)$$

donde s_4 y s_5 son los valores de la entropía del agua y vapor la entrada y salida del generador de vapor.

De esta forma, el balance exergético de este subsistema se expresará como:

$$\dot{B}_{rec,abs} = \dot{B}_{st,abs} + I\dot{R}_{sgs} \quad (18)$$

siendo $I\dot{R}_{sgs}$ la irreversibilidad generada en la cadena de intercambiadores de calor.

5.1.4. Análisis del ciclo de potencia

El ciclo de potencia asociado a una planta termoeléctrica suele corresponderse con el típico y extensamente conocido *ciclo Rankine*. Este artículo considera el ciclo descrito esquemáticamente en la figura 9.

Sobre este ciclo, principalmente destacamos el calentador de agua de alimentación. Tras pasar por el generador de vapor, el flujo másico completo entra a modo de vapor sobrecalentado (5) a la turbina. En el proceso de expansión, se realiza una extracción de vapor x (6), el resto del flujo másico $(1 - x)$ completa la expansión (7) y pasa al condensador. La extracción de vapor se introducirá al calentador de agua de alimentación para evitar una baja temperatura del agua en la entrada del generador de vapor (4). Esto es necesario para impedir la solidificación de las sales solares en el generador de vapor, lo cual es uno de los mayores problemas de este tipo de instalaciones.

Como se indicó en 4.2.2, la exergía mecánica es equivalente a la energía mecánica. Por lo tanto, contabilizaremos la potencia de la turbina y bombas de igual forma en el análisis energético y exergético.

El artículo incluye las propiedades termodinámicas de las diferentes etapas del ciclo de potencia. Se presentan los datos de presión y temperatura. A partir de estos datos, y basándonos en las tablas de propiedades de [46], obtendremos los datos de entalpía y entropía de todas las etapas. En la tabla 3 se recogen estos valores.

Tabla 3: Propiedades termodinámicas en las diferentes etapas del ciclo de potencia.

Etapa	Temperatura [$^{\circ}C$]	Presión [kPa]	Entalpía [kJ/kg]	Entropía [$kJ/(kgK)$]
1	45,8	10	191,78	0,6491
2s	45,9	3.150	194,93	0,6491
2	46,0	3.150	195,35	0,6498
3	236,6	3.150	1.021,35	2,6708
4s	238,7	12.600	1.032,68	2,6708
4	239,0	12.600	1.034,07	2,6731
5	552,0	12.600	3.480,70	6,6336
6s	327,4	3.150	3.057,39	6,6336
6	353,5	3.150	3.119,11	6,7521
7s	45,8	10	2.101,34	6,6336
7	45,8	10	2.302,45	7,2639

Presiones y temperaturas de: [42], entalpías y entropías: cálculos propios basados en [46]

■ Análisis energético

El trabajo neto que obtenemos a partir del ciclo de potencia será aquel producido en la turbina menos aquel requerido por las bombas, es decir:

$$\dot{W}_{net} = \dot{W}_t - \dot{W}_{p1} - \dot{W}_{p2} \quad (19)$$

Podremos calcular estas potencias como:

$$\dot{W}_t = \dot{m}_{st}h_5 - x\dot{m}_{st}h_6 - (1-x)\dot{m}_{st}h_7 \quad (20)$$

$$\dot{W}_{p1} = (1-x)\dot{m}_{st}(h_2 - h_1) \quad (21)$$

$$\dot{W}_{p2} = \dot{m}_{st}(h_4 - h_3) \quad (22)$$

Finalmente, el balance energético del ciclo de potencia se formulará como:

$$\dot{Q}_{st,abs} = \dot{W}_{net} + \dot{Q}_{ps,totloss} \quad (23)$$

siendo $\dot{Q}_{ps,totloss}$ las pérdidas energéticas totales que se producen en este subsistema.

■ Análisis exergético

El flujo exergético que se obtiene como producto del ciclo de potencia será la misma potencia neta que acabamos de calcular. El balance exergético del subsistema será:

$$\dot{B}_{st,abs} = \dot{W}_{net} + \dot{B}_{ps,totloss} \quad (24)$$

donde $\dot{B}_{ps,totloss}$ representa las pérdidas totales de exergía asociadas.

5.1.5. Resultado global y resumen de rendimientos

Finalmente, siguiendo el supuesto inicial número 5, obtendremos la potencia final y rendimiento global multiplicando la potencia neta del ciclo de potencia por la eficiencia parasitaria de 0,88. A continuación, incluimos en la tabla 4 un resumen de los rendimientos energéticos y exergéticos de los diferentes subsistemas descritos.

Tabla 4: Resumen de rendimientos energéticos y exergéticos de los diferentes subsistemas

Subsistema	Análisis energético		Análisis exergético	
	Relación	Rend. ener. [%]	Relación	Rend. exer. [%]
Campo de helióstatos	$\dot{Q}_{rec}^*/\dot{Q}^*$	75,0	$\dot{B}_{rec}^*/\dot{B}^*$	75,0
Receptor central	$\dot{Q}_{rec,abs}/\dot{Q}_{rec}^*$	90,02	$\dot{B}_{rec,abs}/\dot{B}_{rec}^*$	55,48
Generador de vapor	$\dot{Q}_{st,abs}/\dot{Q}_{rec,abs}$	100,0	$\dot{B}_{st,abs}/\dot{B}_{rec,abs}$	89,77
Ciclo de potencia	$\dot{W}_{net}/\dot{Q}_{st,abs}$	37,85	$\dot{W}_{net}/\dot{B}_{st,abs}$	74,48
Funcionamiento global	$(0,88\dot{W}_{net})/\dot{Q}^*$	22,89	$(0,88\dot{W}_{net})/\dot{B}^*$	24,48

Algunos de estos valores varían levemente aplicando nuestros valores calculados de entropía y entalpía a partir de las tablas [46].

5.1.6. Conclusiones y aspectos a destacar

De estos resultados se extraen una serie de conclusiones y aspectos a destacar que vamos a comentar brevemente. Principalmente, nos referimos a las diferencias entre los resultados de rendimientos energéticos y exergéticos.

Las mayores pérdidas energéticas se sitúan en el ciclo de potencia, mientras que las mayores pérdidas exergéticas están ubicadas en el receptor central. El receptor central presenta un rendimiento energético del 90,02 % y un rendimiento exergético del 55,5 %. La razón de esta diferencia está en que la energía de la radiación solar que se pierde en el subsistema del receptor central se trata de una energía de muy alta calidad. Es decir, al tener una temperatura del “foco caliente” (T^*) de 4500 K que se absorbe a una temperatura de en torno a 700 - 900 K se produce una gran generación de irreversibilidades. Mientras que en el caso del ciclo de potencia, se obtiene un rendimiento energético del 37,85 % y un rendimiento exergético del 74,5 % ya que las pérdidas que ocurren en este subsistema tienen una calidad de energía mucho menor por la temperatura a la que se producen.

Esto justifica la importancia de realizar un análisis que tenga en cuenta la segunda ley de la termodinámica para estudiar sistemas energéticos. Así mismo, revela que los mayores esfuerzos para optimizar el sistema se deben realizar en el receptor central y el campo de helióstatos, pues es donde se pierde la energía de mayor calidad y se producen las mayores irreversibilidades.

Tomando las ecuaciones 8, 10, 13 y la relación del rendimiento exergético en el receptor central ($\dot{B}_{rec,abs}/\dot{B}_{rec}^*$), podemos evaluar el rendimiento exergético en el receptor central como:

$$\dot{B}_{rec,abs}/\dot{B}_{rec}^* = \dot{Q}_{rec,abs}/\dot{Q}_{rec}^* \frac{1 - T_0 \ln(T_b/T_a)/(T_b - T_a)}{1 - T_0/T^*} \quad (25)$$

Esto significa una relación muy importante, ya que fija la dependencia del rendimiento exergético con respecto al energético y marca un máximo alcanzable. Para los valores comunes de

temperaturas $T_a = 290^\circ\text{C}$ y $T_b = 565^\circ\text{C}$, tendremos:

$$\dot{B}_{rec,abs}/\dot{B}_{rec}^* = \dot{Q}_{rec,abs}/\dot{Q}_{rec}^* \cdot 0,615 \quad (26)$$

Es decir, aún logrando un rendimiento energético del 100 % en el receptor central, el rendimiento exergético sería del 61,5 % para una planta operando con sales solares a estas temperaturas de entrada y salida. Dado que los rendimientos energéticos en el receptor central ya son altos, las mejoras termodinámicas tendrán que venir de la mano de un aumento en las temperaturas de operación.

Así mismo, este artículo presenta algunos aspectos a destacar en esta cuestión. Un aumento de la temperatura de las sales solares en la salida del receptor central se ve limitada por los materiales usados en este elemento. Al mismo tiempo, un aumento de T_b tendrá consecuencias negativas para el rendimiento energético por mayores pérdidas de calor. En la figura 10 se reproduce una gráfica del artículo para ilustrarlo.

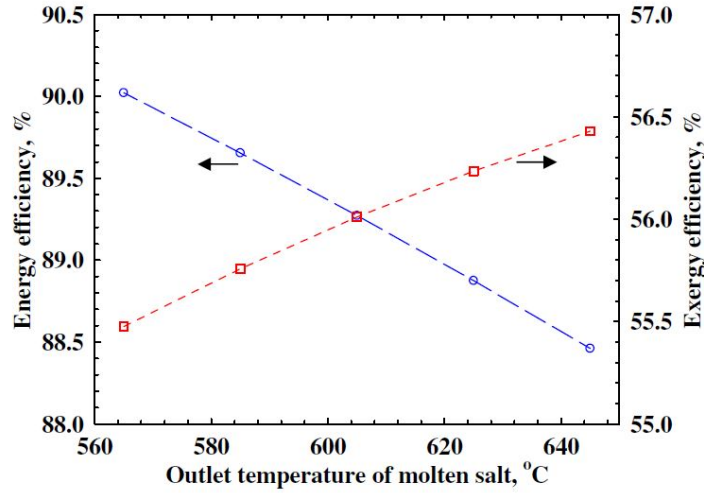


Figura 10: Efecto de aumentar la temperatura de salida de las sales solares en el rendimiento energético y exergético del receptor central

Gráfica extraída de [42]

Un aumento en la temperatura de salida de las sales solares se traduce en un aumento del rendimiento exergético ya que la diferencia con respecto a la temperatura a la que se transmite el calor ($T^* = 4500\text{K}$) es menor y por lo tanto se genera menor irreversibilidad. Sin embargo, tener una mayor temperatura en las sales solares a la salida hace que sea más difícil el aislamiento térmico del receptor central y reduce su rendimiento energético. Observando la figura 10, podría deducirse que la temperatura óptima de salida de las sales solares en el receptor central es 605°C aproximadamente. Sin embargo, como ya se ha indicado, la temperatura que se ha establecido con gran consenso es de 565°C , por cuestiones relacionadas con las propiedades de las sales solares.

5.2. Caso de análisis

Tomaremos como caso de análisis la central de referencia establecida por el informe *Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. Estudio técnico PER 2011-2020* del IDAE [47]. Se trata de un sistema de torre de 50MW eléctricos basada en tecnologías de sales fundidas con 6 horas de almacenamiento de energía térmica.

En la tabla 5 se incluyen los parámetros principales que definen la planta termoeléctrica de receptor central de referencia del informe nombrado.

Tabla 5: Características principales de la tecnología de receptor central de referencia

Campo de helióstatos		
Dimensiones de los helióstatos	m^2	121
Área reflectante/Área del helióstato	-	0,9836
Disposición del campo	-	Circular
Reflectancia media anual de los espejos	-	0,90
Torre y receptor		
Altura máxima de la torre	m	200
Tipo de receptor	-	Cilíndrico
Fluido de trabajo	-	Sales fundidas ($KNO_3 - NaNO_3$)
Temperatura de entrada al receptor	$^{\circ}C$	290
Temperatura a la salida del receptor	$^{\circ}C$	565
Rendimiento térmico anual medio del receptor	-	0,83
Ciclo de potencia		
Potencia nominal de la planta	MW	50
Rendimiento medio anual (térmico a eléctrico)	-	0,38
Sistema de almacenamiento		
Tipo	-	2 tanques
Capacidad	Horas eq 0 a 6.	6
Medio de almacenamiento	-	Sales fundidas ($KNO_3 - NaNO_3$)
Temperatura tanque frío	$^{\circ}C$	290
Temperatura tanque caliente	$^{\circ}C$	565

En la tabla 6 se incluyen los parámetros relativos a la central de referencia del IDAE que cuenta con sistema de almacenamiento térmico. Serán estos parámetros, junto a los de la tabla anterior, los que utilizaremos para realizar la simulación.

Tabla 6: Características técnicas principales de la central de torre de referencia con almacenamiento

Definición de la planta		
Potencia nominal	MW	50
Capacidad del sistema de almacenamiento	h	6
Número de helióstatos	-	4.285
Área de captación	m^2	528.996
Superficie de terreno ocupada	ha	264
Factor de ocupación	-	0,20
Ciclo de vapor		
Potencia nominal de la turbina	MW	50
Rendimiento medio anual del bloque de potencia	-	0,38
Ubicación		
Latitud	$^{\circ}$	37,4
Longitud	$^{\circ}$	-7,2
DNI anual	$kWh/m^2año$	2.050
Parámetros de funcionamiento		
Generación anual de electricidad (neta)	GWh	162,2
Rendimiento anual (solar a eléctrico, neto)	%	14,96

5.3. Ubicación geográfica y datos meteorológicos

La latitud y longitud que se presenta en el caso de referencia se corresponde a una ubicación en la provincia de Huelva, de altitud 165 metros sobre el nivel del mar. La figura 11 muestra la ubicación sobre el mapa.



Figura 11: Ubicación geográfica del caso de referencia

Esta referencia es suficiente para obtener los datos meteorológicos del emplazamiento a través de la herramienta PV-GIS. “Photovoltaic Geographical Information System” es una herramienta de software gratuita con versión web desarrollada por el Centro Común de Investigación de la Comisión Europea. Está principalmente dirigida al cálculo y dimensionado de instalaciones fotovol-

taicas. Proporciona datos de radiación solar y temperatura para cualquier localización geográfica de Europa, África y gran parte de Asia y América.

Tomaremos los datos del *año meteorológico típico (TMY)*, como es habitual en estos casos. El año meteorológico típico consiste en una selección estadística de meses representativos a partir de un periodo largo de tiempo. De esta manera, se obtienen los datos de un año completo que cumple con los promedios a largo plazo. En nuestro caso, tomamos los datos del año meteorológico típico generado a partir del periodo 2007-2016. En la tabla 7 se recogen algunos de los datos meteorológicos principales de la ubicación seleccionada.

Tabla 7: Resumen de los datos meteorológicos de la ubicación del caso referencia

Datos meteorológicos 37,4°N 7,2°O		
Irradiación normal directa anual	$kWh/m^2 año$	2095,5
Irradiación normal directa diaria	$kWh/m^2 día$	5,74
Temperatura media	$°C$	17,65
Velocidad del viento media	m/s	3,41

Con respecto a la distribución anual de irradiación y temperaturas, siguen el perfil característico del hemisferio norte. Los meses centrales son los más calurosos y con mayor irradiación.

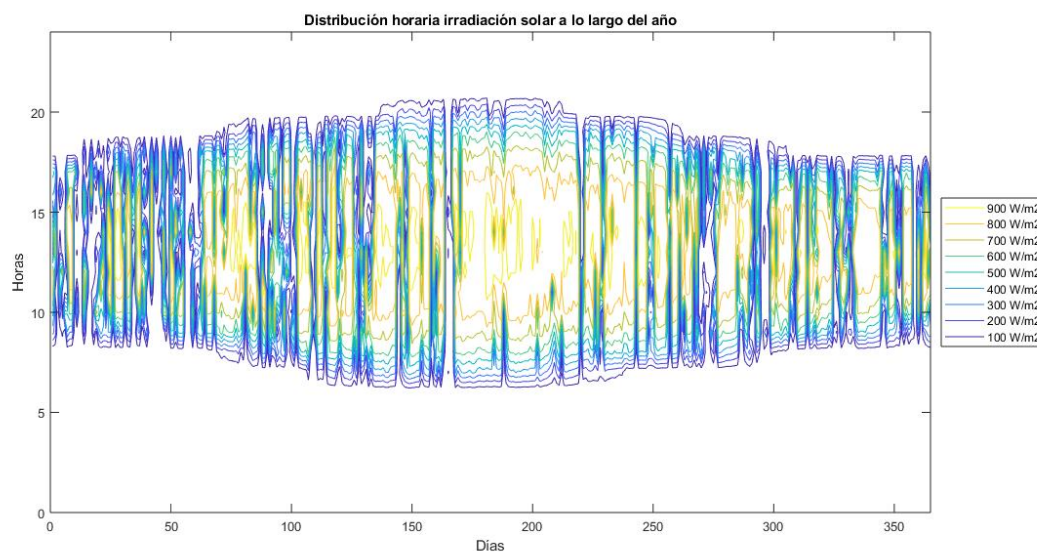


Figura 12: Distribución anual de irradiación directa normal. Elaboración propia.

El valor máximo de irradiación solar se da el día 11 de julio a las 15:30 horas (4599), alcanzando un valor de $968,8 W/m^2$. En la figura 12 se aprecia cómo durante los meses de primavera y otoño hay una gran inestabilidad, intermitencia y valores oscilantes. Durante los meses de verano, la irradiación se estabiliza más, teniendo largos periodos en los que prácticamente no varía su valor.

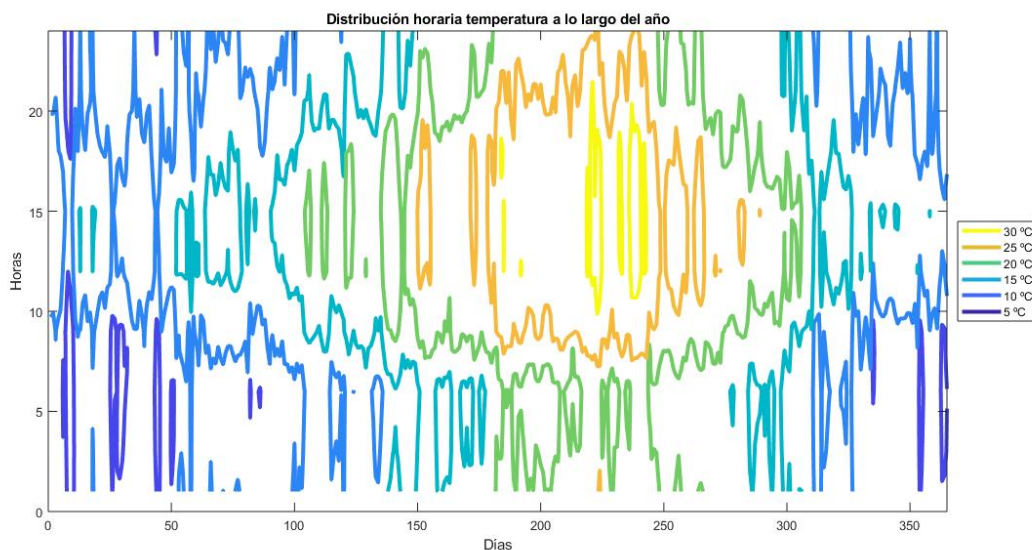


Figura 13: Distribución anual de temperatura. Elaboración propia.

El valor máximo de temperatura ambiente se da el día 9 de agosto a las 18:30 horas (5298), con un valor de 34,67°C. Al igual que en el caso de la irradiación, podemos observar en la figura 13 cómo durante el verano hay periodos de tiempo más largos en los que la temperatura se mantiene en un intervalo más constante.

5.4. Simulación en SAM

Describiremos brevemente la herramienta utilizada y cómo hemos configurado el programa para realizar la simulación que nos aporta la serie de datos horarios que utilizaremos más adelante.

5.4.1. Descripción del programa

System Advisor Model (SAM) es una herramienta de software gratuita desarrollada por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL) de Estados Unidos en colaboración con los Laboratorios Nacionales Sandia y el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) dentro del programa de tecnologías de energía solar (SETP).

Se trata de un programa que permite realizar simulaciones de operación energética y modelos financieros de diferentes plantas energéticas de tecnologías renovables. Permite analizar plantas solares fotovoltaicas conectadas a red, plantas eólicas, plantas de biomasa, plantas geotérmicas, plantas termoeléctricas en sus diferentes tecnologías, así como sistemas de calentamiento solar de agua. Introduciendo los datos meteorológicos, de localización, de configuración de la planta, de dimensionado, los parámetros energéticos y los datos de propiedad y financiación, el programa realiza una simulación. Esta simulación aporta gran cantidad de información como: coste normalizado de la energía (LCOE), precio de venta de la energía, tasa de rentabilidad, periodo de amortización, valor neto actual, así como previsiones horarias, mensuales y anuales de la operación energética del sistema.

Por este motivo, se trata de una buena herramienta para la investigación, desarrollo tecnológico,

análisis de políticas y financiación energética, gestión de proyectos e ingeniería.

En nuestro caso, utilizaremos el programa para simular el funcionamiento de una planta termoeléctrica de receptor central con almacenamiento térmico de sales solares. Obviaremos los parámetros económicos y financieros para centrarnos en los flujos energéticos horarios.

5.4.2. Configurar la planta

El programa SAM tiene una interfaz sencilla y manejable. En primer lugar, elegiremos la tecnología sobre la que queremos trabajar: “*CSP power tower molten salt*”. El programa está destinado a realizar una simulación tanto energética como económica, así que nos ofrece la posibilidad de configurar los datos de propiedad de la instalación. En nuestro caso no vamos a utilizar esta parte. Elegimos “*PPA single owner (utility)*”, aunque no afectará en los pasos posteriores. A continuación, describiremos brevemente la configuración seleccionada:

- **Localización y recurso:** Este apartado nos permite definir e introducir los datos referidos a la ubicación geográfica del emplazamiento seleccionado y los datos meteorológicos. Es aquí donde añadimos el archivo del año meteorológico típico (TMY) obtenido en PVGIS.
- **Diseño del sistema:** En este apartado se introducen los valores que van a definir el funcionamiento general de la planta. Recogemos en la tabla 8 los valores escogidos en nuestro caso y su justificación. La justificación se expresa con la siguiente nomenclatura: [Elección propia] requiere una explicación posterior, [Por defecto] valor por defecto en SAM, [C.R. IDAE] valor recogido en la central de referencia del informe del IDAE mencionado, [Xu 2011] valor tomado del artículo académico de esa referencia

Tabla 8: Configuración del apartado “Diseño del sistema” en SAM

Heliostat Field			
Design point DNI	W/m^2	885	Elección propia
Solar multiple	—	2,4	Por defecto
Heliostat field multiple	—	1	Por defecto
Tower and Receiver			
HTF hot temperature	$^{\circ}C$	565	C.R. IDAE
HTF cold temperature	$^{\circ}C$	290	C.R. IDAE
Thermal Storage			
Full load hours of storage	<i>horas</i>	6	C.R. IDAE
Power Cycle			
Design turbine gross output	MWe	50	C.R. IDAE
Estimated gross to net conversion factor	—	0,88	Xu 2011
Cycle thermal efficiency	—	0,38	C.R. IDAE

Debemos elegir la irradiación directa en el punto de diseño. Se trata de una cuestión importante, ya que, si elegimos un valor demasiado bajo, el sistema funcionará de tal forma que habrá gran cantidad de flujo energético almacenándose en el tanque caliente pero que no llegará a usarse. Y, si elegimos un valor demasiado alto, el campo solar sólo será capaz de aportar los flujos requeridos para operar la turbina a su potencia nominal durante unas pocas

horas. No existe un consenso en torno a la elección de la irradiación directa en el punto de diseño. En general, se elige la irradiación directa de las 12 horas del solsticio de verano o las 12 horas del equinoccio de primavera. En este trabajo seleccionaremos la irradiación directa correspondiente al medio día del solsticio de verano como el punto de diseño.

Localizando este dato, vemos que toma un valor de $881,33 \text{ W/m}^2$. El valor máximo de irradiación alcanzado este día es de $890,9 \text{ W/m}^2$. Tomaremos un valor de 885 W/m^2 para configurar el punto de diseño de SAM.

- Campo de helióstatos: La geometría del campo de helióstatos es una cuestión clave a la hora de lograr un máximo aprovechamiento del recurso solar. Por ello, SAM ofrece una herramienta para optimizar la geometría. Introduciremos el dato de número de helióstatos propuesto por el IDAE como valor de partida en esta optimización. Recogemos en la tabla 9 los valores que finalmente determinan este campo.

Tabla 9: Configuración del apartado “Campo de helióstatos” en SAM

Heliostat Field			
Heliostats	—	5031	Optimización
Heliostat Properties			
Heliostat width	m	12	C.R. IDAE
Heliostat height	m	12	C.R. IDAE
Ratio of reflective area to profile	—	0,9836	C.R. IDAE

El resto de valores se dejan por defecto.

El algoritmo que realiza la optimización del número y disposición de los helióstatos en el campo solar también genera unos valores para la altura del receptor, el diámetro del receptor y la altura de la torre.

- Torre y receptor: Los valores principales de este apartado se han obtenido al realizar la optimización anterior y se recogen en la tabla 10.

Tabla 10: Configuración del apartado “Torre y receptor” en SAM

Tower and Receiver Dimensions			
Tower height	m	157,17	Optimización
Receiver height	m	14,15	Optimización
Receiver diameter	m	13,98	Optimización
Number of panels	—	20	Por defecto
Receiver Flux Modeling Parameters			
Maximum receiver flux	kWt/m^2	1000	Por defecto
Estimated receiver heat loss	kWt/m^2	30	Por defecto

- Ciclo de potencia: En la tabla ?? se muestran los parámetros introducidos.

Tabla 11: Configuración del apartado “Ciclo de potencia” en SAM

Rankine Cycle Parameters			
Boiler operating pressure	<i>Bar</i>	126	Xu 2011
Steam cycle blowdown fraction	—	0,02	Por defecto
Turbine inlet pressure control	—	Fixed pressure	Por defecto
Condenser type	—	Air-cooled	Por defecto
Ambient temperature at design	$^{\circ}C$	23	Elección propia
ITD at design	$^{\circ}C$	16	Por defecto
Condenser pressure ratio	—	1,0028	Por defecto
Min condenser pressure	<i>inHg</i>	2	Por defecto
Cooling system part load levels	—	8	Por defecto

El punto de funcionamiento se ha establecido a 830 W/m^2 . Si calculamos la temperatura media en aquellas horas que la irradiación solar directa se encuentra en el intervalo (820-840] W/m^2 , obtenemos $22,95 \text{ }^{\circ}C$. Por lo tanto, fijaremos en $23 \text{ }^{\circ}C$ el valor de la temperatura ambiente en diseño.

- Almacenamiento térmico: Dejamos todos los valores por defecto
- Control del sistema: Dejamos todos los valores por defecto

5.5. Programa en MATLAB

A continuación describiremos cómo se ha programado en MATLAB el cálculo de los flujos y rendimientos energéticos y exergéticos a partir de las series de datos temporales obtenidas en SAM.

5.5.1. Descripción de la herramienta

MATLAB, abreviatura de MATrix LABoratory (laboratorio de matrices), es un sistema algebraico computacional cuyo uso está ampliamente extendido en el ámbito académico y empresarial. Desarrollado por *MathWorks* y Cleve Moler se lanzó en 1984. Desde ese momento, esta herramienta de cálculo matricial ha facilitado el diseño y estudio de todo tipo de sistemas y productos. Su uso requiere una licencia, pero se brindan facilidades para conseguir una licencia de carácter académico no comercial. En este trabajo usamos MATLAB para realizar los cálculos propuestos y para obtener las gráficas que los ilustren.

5.5.2. Variables

Hacemos un resumen de las variables de entrada al programa. Se trata de una serie de parámetros extraídos de la simulación de la planta en SAM. Todas las variables se importan desde los datos de SAM a excepción de **h** y **s**, que se introducen manualmente desde la tabla 3. Una vez introducidos estos datos, operaremos y obtendremos los valores deseados. En la tabla 12 se muestran estas variables y su equivalencia con el artículo de referencia.

Tabla 12: Resumen de variables en MATLAB

Resumen de variables de entrada		
Nombre de la variable	Unidades	Nomenclatura Xu 2011
BeamRad	W/m^2	DNI
ResourceTemperature	$^{\circ}C$	T_0
FieldIncidentPower	MW	\dot{Q}^*
ReceiverIncidentPower	MW	\dot{Q}_{rec}^*
RecThermalPowerToHTFlessPipping	MW	$\dot{Q}_{rec,abs}^*$
RecHTFInletTemp	$^{\circ}C$	T_a
RecHTFOutletTemp	$^{\circ}C$	T_b
RecMassFlow	kg/s	—
PCinputEnergy	MW	$\dot{Q}_{st,abs}^*$
PCHTFmassFlow	kg/s	\dot{m}_{ms}
PCHTFinletTemperature	$^{\circ}C$	T_b
PCHTFoutletTemperature	$^{\circ}C$	T_a
TESdischargeThermalPower	MW	—
TESchargeThermalPower	MW	—
TESchargeState	MWh_t	—
TESdischargeMassFlow	kg/s	—
TESchargeMassFlow	kg/s	—
OpticalFocusFraction	—	—
h	kJ/kg	h
s	kJ/kgK	s

Solo algunas de estas variables tienen una equivalencia con el artículo de referencia. Esto se debe a que el sistema que estamos analizando cuenta con un sistema de almacenamiento térmico. Por lo tanto, hay más elementos y flujos a considerar. Así mismo, esto también explica la razón por la que T_a y T_b se repiten. En la figura 9, vemos como el flujo másico pasa directamente del receptor central al generador de vapor. Únicamente se distingue entre el punto a y b. Sin embargo, en nuestro caso este flujo tiene una serie de elementos intermedios, así que diferenciaremos entre la entrada y salida del receptor con respecto a la entrada y salida del ciclo de potencia. La diferencia es bastante pequeña, pero aun así consideramos las posibles pérdidas de calor en el recorrido.

Por otro lado, tendremos las variables que calculamos en el programa. Serán aquellos parámetros objeto de nuestro estudio, y nos basaremos en el artículo de Xu 2011 para obtenerlos. Estas variables se recogen de forma resumida en la tabla 13.

Tabla 13: Resumen de variables calculadas en MATLAB

Resumen de variables calculadas		
Nombre de la variable	Unidades	Nomenclatura Xu 2011
Cp_rec	$J/(kgK)$	c_{pms}
Cp_pc	$J/(kgK)$	c_{pms}
m_st	kg/s	\dot{m}_{st}
extraction	—	x
ThermalPowerPCabs	MW	$\dot{Q}_{st,abs}$
P_turb	MW	\dot{W}_t
P_pump1	MW	\dot{W}_{p1}
P_pump2	MW	\dot{W}_{p2}
P_net	MW	\dot{W}_{net}
ExergySolarRadiation	MW	\dot{B}^*
ExergyIncidentRec	MW	\dot{B}_{rec}^*
ExergyRecAbsor	MW	$\dot{B}_{rec,abs}^*$
ExergyRecAbsor_toPC	MW	—
ExergyRecAbsor_toTES	MW	—
ExergyHTFtoPC	MW	$\dot{B}_{rec,abs}^*$
ExergyTESToPC	MW	—
ExergyRecToPC	MW	—
ExergyPCabs	MW	$\dot{B}_{st,abs}^*$

Al igual que en el caso anterior, nos encontramos con algunas variables que no tienen una equivalencia directa con el artículo de referencia. La diferencia entre **ExergyRecAbsor_toPC** y **ExergyRecAbsor_toTES** se explicará más adelante. De nuevo, vemos como algunos parámetros del artículo tienen dos equivalencias en nuestros cálculos (c_{pms} y $\dot{B}_{rec,abs}^*$). La explicación es la misma que en el caso anterior, al tener más elementos intermedios debemos considerar más flujos.

5.5.3. Modo de funcionamiento

La principal diferencia entre la planta termoeléctrica que se estudia en el artículo de referencia y nuestro caso es el almacenamiento térmico. Por este motivo, deberemos realizar una serie de consideraciones antes de continuar con el desarrollo del programa. El sistema de almacenamiento térmico con sales solares nos permite generar electricidad cuando ya no hay un nivel adecuado irradiación solar como para alimentar el ciclo de potencia desde el receptor central.

Definir una estrategia de actuación en el almacenamiento térmico es responsabilidad de la gestión de la planta termoeléctrica y, actualmente, suele estar relacionado con factores como el precio horario de la electricidad o el acuerdo para la integración en la red. La figura 14 muestra un caso de estrategia de almacenamiento.

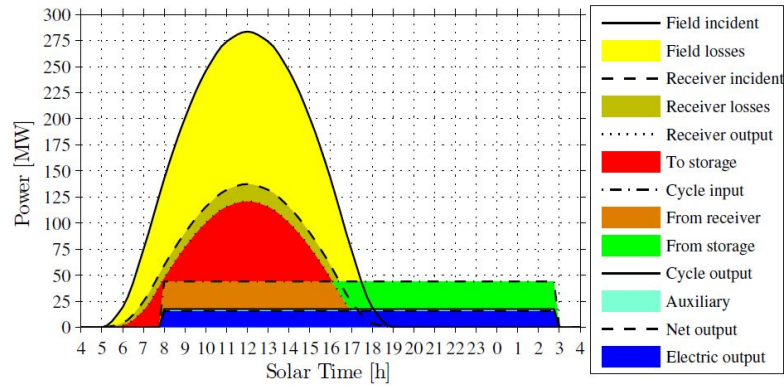


Figura 14: Estrategia de actuación en el almacenamiento térmico de una planta similar a Gemasolar durante un equinoccio de primavera perfecto

Gráfica extraída de [32]

Durante el día, el flujo de sales solares que absorbe en el receptor central la energía de la radiación solar se divide en dos: una parte pasa al generador de vapor y alimenta el ciclo de potencia, otra parte se almacena en el tanque caliente. En las horas finales de irradiación solar, el flujo que proviene del receptor central no es suficiente para alimentar el ciclo de potencia, así que el almacenamiento térmico inicia la descarga. Durante las primeras horas de la noche, la turbina sigue funcionando a potencia nominal gracias a la descarga de sales solares desde el tanque caliente hasta tanque frío atravesando del generador de vapor.

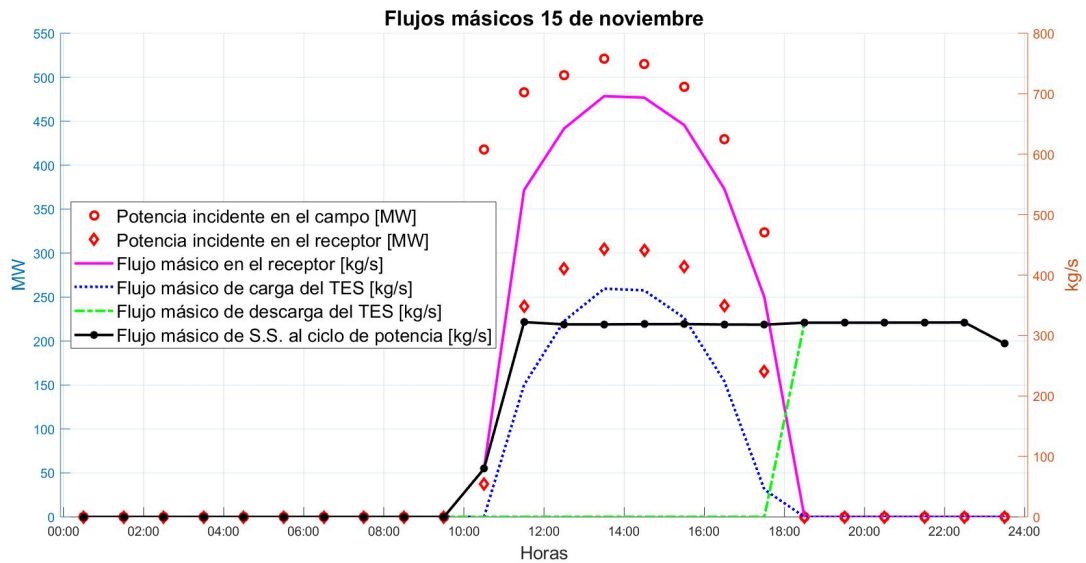


Figura 15: Flujos másicos durante el 15 de noviembre. Elaboración propia.

En nuestro caso, eligiendo los datos horarios del día 15 de noviembre, podemos evaluar los diferentes flujos másicos de la planta para comprobar la actuación del almacenamiento. En la figura 15 observamos como durante las horas centrales del día el flujo másico que va desde el receptor al tanque caliente aumenta de la misma forma que la radiación incidente. Al mismo tiempo, el ciclo

de potencia se alimenta con la parte restante del flujo másico que recorre el receptor central. En el momento en el que el flujo másico de soles solares que proviene del receptor central llega al nivel requerido por el ciclo de potencia, la carga del tanque caliente se detiene y comienza su descarga. En este caso, vemos como el 15 de noviembre a partir de las 17:30 horas el tanque caliente empieza a descargarse. Será este flujo de descarga el que pase a alimentar el ciclo de potencia. A partir de las 18:30 horas el ciclo de potencia funcionará únicamente a partir del sistema de almacenamiento térmico.

Para realizar un seguimiento adecuado de esta actuación creamos dos variables binarias, que hemo denominado como: `TES_is_working` y `Rec_is_working`. Las definimos de tal forma que nos muestren cual es el sistema que está alimentando el ciclo de potencia en cada momento. Si la mayor parte del flujo que entra al ciclo de potencia proviene directamente desde el receptor central, tendremos `Rec_is_working=1` y `TES_is_working=0`. Si la mayor parte de este flujo proviene del sistema de almacenamiento térmico, será al contrario. Esta denominación también nos permitirá saber cuántas horas opera la planta con cada sistema.

5.5.4. Cálculos energéticos

Como se ha indicado previamente, nuestro estudio va a basarse en los las series de datos temporales obtenidos a partir de SAM y en los valores del ciclo de potencia del artículo de Xu 2011. Por este motivo, en el programa en MATLAB trabajaremos tanto con los datos directos de SAM como con los valores de Xu 2011. El punto de unión será el generador de vapor. Aquí, seguiremos el supuesto de intercambiadores de calor perfectamente aislados. Imponemos un rendimiento energético del 100 % para ligar los datos de SAM con los datos del ciclo de potencia de Xu 2011.

Podremos imponer esta suposición a la hora de calcular el flujo másico de agua-vapor del ciclo de potencia: `m_st=(PCinputEnergy.*1e3)./(h(5)-h(4));` Esto establece un rendimiento energético unitario en el generador de vapor ya que el calor absorbido por el agua-vapor del ciclo de potencia se calculará como: `ThermalPowerPCabs=(m_st.*(h(5)-h(4)))./1e3.`

El cálculo de las potencias de la turbina y las bombas se realiza exactamente igual que en las ecuaciones 20, 21 y 22. Únicamente describiremos cómo se ha obtenido el valor de la extracción de vapor. Realizamos un balance de energía en el calentador de agua de alimentación:

$$x\dot{m}_{st}h_6 + (1 - x)\dot{m}_{st}h_2 = \dot{m}_{st}h_3 \quad (27)$$

eliminando el factor de flujo másico a ambos lados de la igualdad y despejando x , obtendremos:

$$x = \frac{h_3 - h_2}{h_6 - h_2} \quad (28)$$

En equivalencia con la tabla 4, resumiremos en la tabla 14 las variables que formarán parte del análisis energético durante el programa en MATLAB.

Tabla 14: Resumen de variables para el cálculo del rendimiento energético

Subsistema	Relación de variables rendimiento energético
Campo de helióstatos	<code>ReceiverIncidentPower/FieldIncidentPower</code>
Receptor central	<code>RecThermalPowerToHTFlessPipping/ReceiverIncidentPower</code>
Generador de vapor	<code>ThermalPowerPCabs/PCinputEnergy</code>
Ciclo de potencia	<code>P_net/ThermalPowerPCabs</code>
Funcionamiento global	<code>(0,88*P_net)/FieldIncidentPower</code>

En la comparación entre la tabla 14 y la tabla 4, llama la atención que la potencia entregada por el receptor central no se corresponde con la potencia aportada al generador de vapor. Esto se explica por el almacenamiento térmico de nuestro caso de estudio. La potencia aportada al generador de vapor garantiza una salida de electricidad nominal durante el día y durante algunas horas más allá del atardecer. Por lo tanto, a diferencia del caso del artículo de referencia, la potencia entregada por el receptor será mucho mayor a la potencia aportada al generador de vapor durante las horas centrales del día, pues también está cargando el tanque caliente de sales solares.

5.5.5. Cálculos exergéticos

Para calcular los flujos exergéticos asociados a la radiación incidente en el campo de helióstatos y aquella incidente en el receptor central, hemos tomando las ecuaciones 7 y 8. Siguiendo el artículo de referencia, tomamos $T^* = 4500K$.

Para calcular el flujo de exergía absorbida en el receptor central tomaremos el flujo másico de sales solares que recorren este dispositivo (`RecMassFlow`). Este cálculo lo realizaremos basándonos en la ecuación 13. El cálculo del calor específico de las sales solares se realiza tomando el valor medio entre la temperatura de entrada y salida del receptor central, siguiendo lo explicado sobre el artículo de referencia en la sección 5.1.2. Así mismo, podremos calcular cómo se reparte este flujo exergético: entre el ciclo de potencia (`ExergyRecAbsor_toPC`) y el sistema de almacenamiento térmico (`ExergyRecAbsor_toTES`). En este caso, consideramos únicamente aquellos momentos en los que el receptor central esté operando. Para ello, hacemos uso de la variable binaria `Rec_is_working`. Como hemos visto en la figura 15 el tanque caliente se descarga cuando el flujo que proviene del receptor desciende al final del día. Por lo tanto, mientras el receptor central opere con cierta cantidad de flujo másico, y, de esta forma absorba el flujo exergético que incide desde el campo de helióstatos, tendremos `Rec_is_working=1`.

La exergía transferida desde el fluido de trabajo al ciclo de potencia se calculará de manera equivalente. En este caso, podemos contabilizar únicamente el flujo másico de sales solares que alimenta el generador de vapor (`PCHTFmassFlow`).

El flujo exergético correspondiente a la energía absorbida por el agua-vapor en el generador de vapor se calcula con la formulación clásica de la exergía física descrita en la ecuación 1.

En equivalencia con la tabla 4, resumiremos en la tabla 15 las variables que formarán parte del análisis exergético.

Tabla 15: Resumen de variables para el cálculo del rendimiento exergético

Subsistema	Relación de variables rendimiento exergético
Campo de helióstatos	$\text{ExergyIncidentRec}/\text{ExergySolarRadiation}$
Receptor central	$\text{ExergyRecAbsor}/\text{ExergyIncidentRec}$
Generador de vapor	$\text{ExergyPCabs}/\text{ExergyHTFtoPC}$
Ciclo de potencia	$P_{\text{net}}/\text{ExergyPCabs}$
Funcionamiento global	$(0,88 \cdot P_{\text{net}})/\text{ExergySolarRadiatio}$

Al igual que en la tabla 14, se da una discontinuidad entre la exergía saliente del receptor central y la exergía entrante en el generador de vapor, la cual se explica por el sistema de almacenamiento térmico.

6. Obtención de resultados

Para evaluar el funcionamiento de la planta termoeléctrica seleccionada, elegiremos tres días específicos. Estos días serán representativos de las dos condiciones anuales extremas y una intermedia. Se elegirá un día cercano al equinoccio de primavera (20 de marzo), un día cercano al solsticio de verano (21 de junio) y un día cercano al solsticio de invierno (21 de diciembre) [32]. Nos referimos a días cercanos porque antes de seleccionarlos realizaremos una evaluación que tome aquel día con un perfil lo más uniforme posible.

Una vez seleccionados los tres días específicos, realizaremos sobre estos el análisis descrito en el capítulo anterior. De esta forma, lograremos una imagen general del funcionamiento de la planta a lo largo del año. También calcularemos algunos otros parámetros tomando los datos horarios completos de todo el año.

6.1. Evaluación de días específicos

Para elegir qué días específicos tomar, visualizaremos previamente los días cercanos al equinoccio de primavera y a ambos solsticios. Visualizaremos el funcionamiento general de la central termoeléctrica a partir de parámetros como: Potencia incidente en el campo solar, potencia incidente en el receptor central, potencia aportada por las sales solares al ciclo de potencia y potencia total aportada a la red eléctrica. Así mismo, observaremos sobre estas gráficas la variable binaria `TES_is_working`, la cual nos indica en qué momentos la mayor parte del flujo de sales solares que alimenta el ciclo de potencia proviene del sistema de almacenamiento térmico. Con todo ello, tendremos una panorámica lo suficientemente amplia como para seleccionar qué día elegir, buscando siempre un perfil y funcionamiento uniforme.

■ Equinoccio de primavera: 20 de marzo

El día 20 de marzo ocupa el intervalo de horas anuales entre 1872 y 1895. Consideraremos dos días antes y dos días después para realizar la evaluación deseada. Es decir, visualizamos los parámetros nombrados entre las horas 1824 y 1943.

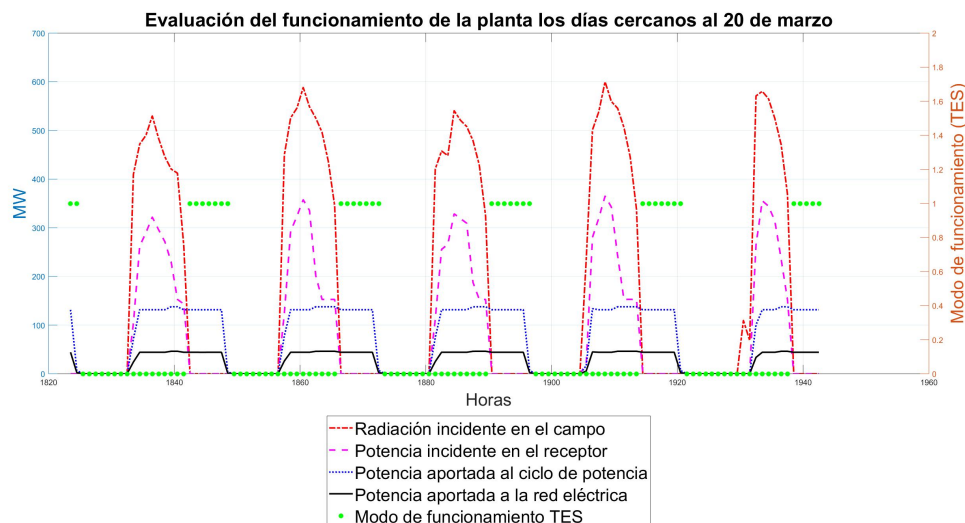


Figura 16: Evaluación funcionamiento planta termoeléctrica en los días cercanos al equinoccio de primavera. Elaboración propia.

En la figura 16 podemos ver cómo el día 20 de marzo presenta algunas irregularidades en la radiación solar incidente. Así mismo, podemos observar cómo en el amanecer del 22 de marzo la radiación realiza un pico seguido de un descenso, para más adelante remontar. Tomaremos el día 19 de marzo (intervalo de horas 1848-1871) como día específico a analizar. Observamos como los parámetros que hemos elegido visualizar describen un perfil más uniforme en este día que en el resto.

■ Solsticio de verano: 21 de junio

El día 21 de junio ocupa el intervalo de horas anuales entre 4104 y 4127. Al igual que en el caos anterior, consideraremos dos días antes y dos días después. Visualizamos los parámetros nombrados entre las horas 4056 y 4175.

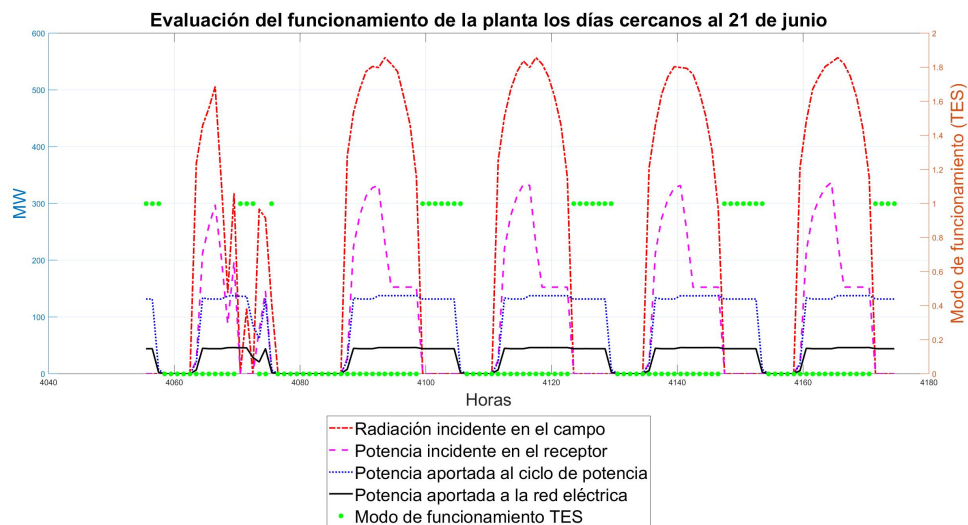


Figura 17: Evaluación funcionamiento planta termoeléctrica en los días cercanos al solsticio de verano. Elaboración propia.

En este caso, es muy ilustrativo observar en la figura 17 el perfil de funcionamiento durante el día 19 de junio. Se trata de un día con intervalos nubosos, que provocan ascensos y descensos de la potencia solar incidente en el campo a lo largo de todo el día. Además, podemos apreciar la operación del sistema de almacenamiento térmico en un día de estas características. En diferentes momentos del día, la mayor parte del flujo de sales solares que alimentan el ciclo de potencia proviene del almacenamiento térmico. Esto permite amortiguar el perfil de radiación tan irregular, aunque hay momentos en los que la potencia eléctrica inyectada a la red no logra alcanzar el valor nominal. Tomaremos el día 22 de junio (intervalo de horas 4128-4151) como día específico a analizar. Observamos como los parámetros que hemos elegido visualizar describen un perfil más uniforme en este día que en el resto.

■ Solsticio de invierno: 21 de diciembre

El día 21 de diciembre ocupa el intervalo de horas anuales entre 8496 y 8519. Consideramos dos días antes y dos días después. Visualizamos los parámetros nombrados entre las horas 8448 y 8567.

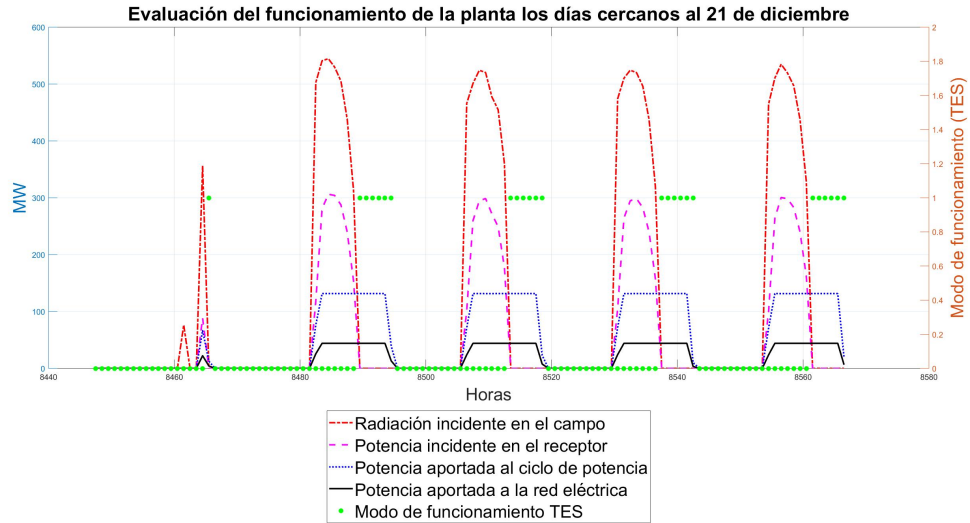


Figura 18: Evaluación funcionamiento planta termoeléctrica en los días cercanos al solsticio de invierno. Elaboración propia.

En la figura 18 podemos apreciar como el día 19 de diciembre presenta una meteorología totalmente nubosa. En las últimas horas de la tarde se aprecia un pequeño pico de potencia solar incidente en el campo solar, pero la planta no logra operar a pleno funcionamiento en ningún momento. Tomaremos el día 22 de diciembre (intervalo de horas 8520-8543) como día específico a analizar. Observamos como los parámetros que hemos elegido visualizar describen un perfil más uniforme en este día que en el resto.

Así mismo, realizando la comparación de estos tres días, apreciamos de forma clara el incremento y descenso de la duración del día a lo largo del año.

6.2. Resultados de flujos y rendimientos

Realizando los cálculos descritos para los días específicos seleccionados, obtendremos los resultados de los diferentes flujos y rendimientos energéticos y exergéticos para los subsistemas considerados. Por un lado, visualizaremos gráficamente la evolución a lo largo del día de los flujos energéticos y exergéticos asociados a cada subsistema para cada uno de los días elegidos. Por otro lado, obtendremos los valores de los rendimientos energéticos y exergéticos de estos subsistemas.

En el caso de los cuatro subsistemas principales de la planta, consideraremos los rendimientos puntuales (horarios) para después calcular la media aritmética del conjunto. En el caso de los rendimientos energéticos y exergéticos globales trabajaremos considerando el flujo total de entrada y de salida a lo largo del día. Es decir, calcularemos los rendimientos de los subsistemas de manera horaria y los rendimientos globales de manera diaria. Esto se debe a dos motivos. En primer lugar, a la hora de analizar un subsistema, nos interesa su operación en tiempo real, cómo funciona con determinadas condiciones. Así mismo, al contar la planta analizada con almacenamiento térmico, debemos considerar una horquilla de tiempo lo suficientemente amplia como para apreciar la carga y descarga del sistema. Si calculamos rendimientos globales horarios obtendremos o bien valores muy bajos (ciclo de carga del almacenamiento térmico) o bien valores infinitos (ciclo de descarga

del almacenamiento térmico, con irradiación solar nula).

Así mismo, la media aritmética de los rendimientos de los subsistemas la calcularemos durante las horas centrales del día. Elegimos realizar este cálculo entre las 12:30 y las 17:30 horas. Es en este lapso de tiempo cuando se dan unas condiciones lo suficientemente estables como para obtener valores representativos.

6.2.1. Flujos y rendimientos energéticos

Las variables que visualizaremos son las descritas en la tabla 14. En el eje vertical izquierdo se cuantifican los flujos energéticos en MW y en el eje vertical derecho se cuantifica el rendimiento de los diferentes subsistema, en por unidad. No se ha incluido en las gráficas el rendimiento del generador de vapor, ya que hemos impuesto un aislamiento perfecto que fija este parámetro en el 100 %.

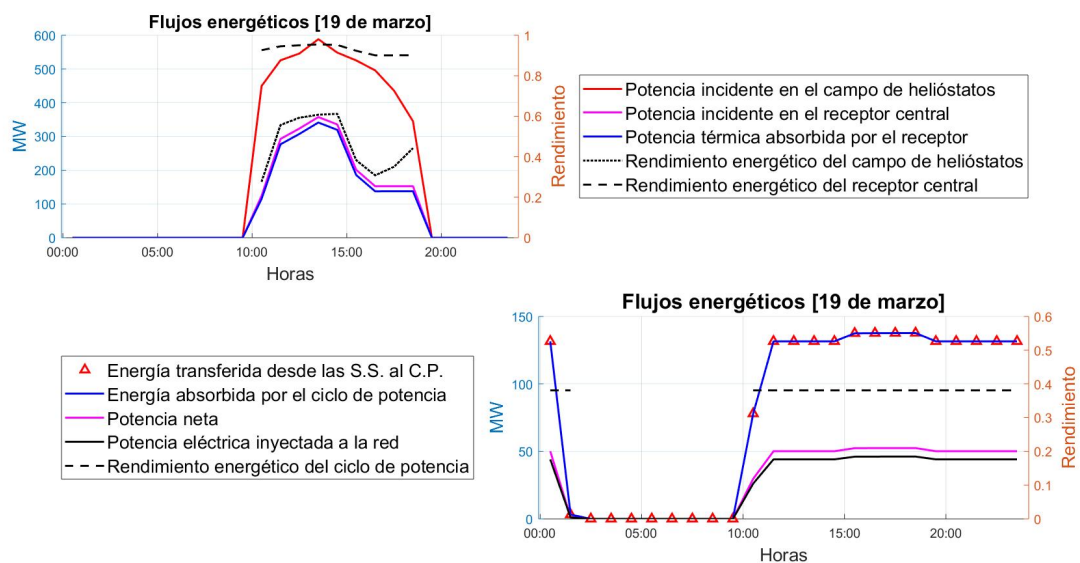


Figura 19: Evaluación de flujos y rendimientos energéticos el 19 de marzo. Elaboración propia.

En las gráficas de la figura 19 podemos apreciar como los parámetros relacionados con el ciclo de potencia siguen un perfil prácticamente constante durante las horas de operación. Al mismo tiempo, el comportamiento de los parámetros relacionados con el campo de helióstatos y el receptor central responde a la radiación solar. Sin embargo, a partir de las 14:30 se produce un “desacoplamiento” entre estas curvas. La potencia incidente en el campo de helióstatos completa el perfil solar, pero la potencia incidente y absorbida en el receptor central presentan un descenso que les diferencia. Explicaremos el motivo de esto más adelante.

El rendimiento energético del receptor central se sitúa en valores cercanos al 90 %. Por su parte, el rendimiento energético del campo de helióstatos varía entre el 30 % y el 60 % a lo largo del día. El “desacoplamiento” nombrado tiene un efecto directo sobre el rendimiento energético del campo de helióstatos.

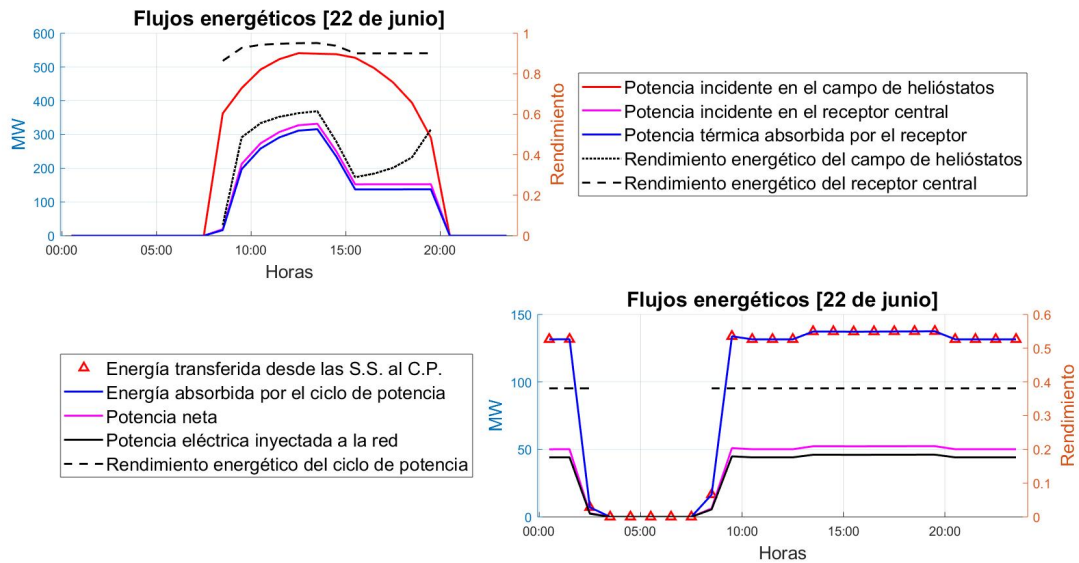


Figura 20: Evaluación de flujos y rendimientos energéticos el 22 de junio. Elaboración propia.

En la figura 20 apreciamos como el día 22 de junio el fenómeno previamente apuntado se mantiene de forma muy visible. Entre las 15:30 y las 19:30 la potencia incidente y absorbida en el receptor central se fijan en un valor constante.

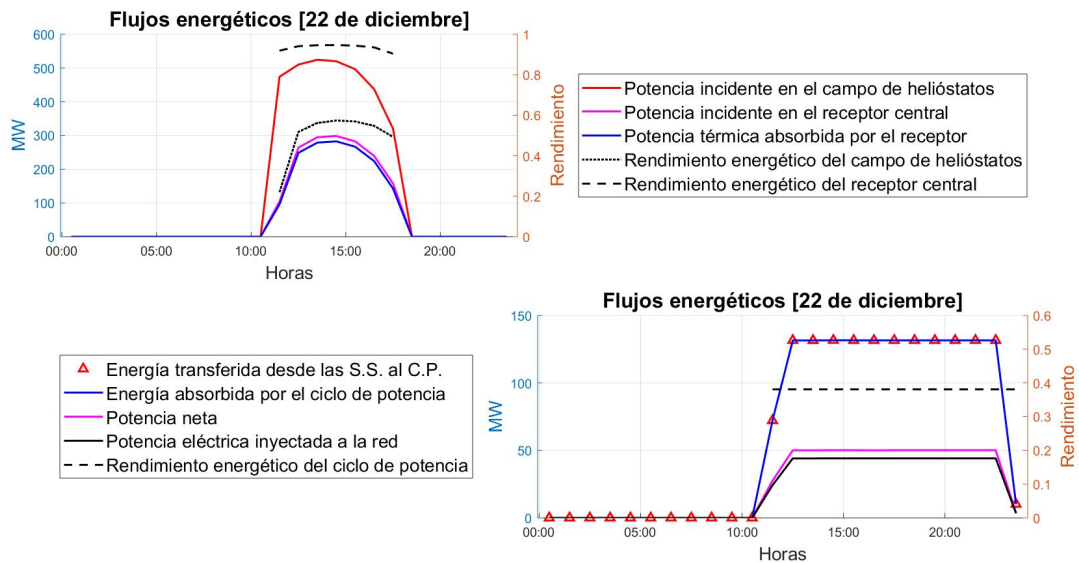


Figura 21: Evaluación de flujos y rendimientos energéticos el 22 de diciembre. Elaboración propia.

Por último, en el caso del 22 de diciembre, observamos en la figura 21 un perfil en el que todos los parámetros sí siguen la misma trayectoria. El rendimiento energético del campo de heliostatos comienza a tomar valores del 20 % por la mañana, para más adelante estabilizarse en torno al 55 %.

Vamos a explicar ahora el comportamiento apreciado a partir de las 14:30 hora el día 20 de marzo y a partir de las 13:30 horas el día 22 de junio. Nos referimos al “desacoplamiento” entre la tendencia de la irradiación solar incidente en el campo y la potencia incidente en el receptor.

Este descenso en la potencia que incide sobre la superficie del receptor se justifica al observar dos parámetros que no habíamos considerado hasta el momento. Se trata de la *fracción de enfoque óptico* y del *estado de carga del sistema de almacenamiento térmico*.

Durante las horas de sol, el sistema de almacenamiento térmico se va cargando, va acumulando sales solares a alta temperatura en el tanque caliente, tal y como se describió en la figura 15. Este tanque, tiene un volumen finito, por lo que tendrá una capacidad de almacenamiento máxima. Para el caso que estamos analizando, el sistema de almacenamiento térmico tiene una capacidad térmica de 789,5 MWh. El almacenamiento térmico se realiza gracias a que el flujo másico de sales solares que circula por el receptor central es superior al flujo másico que el ciclo del potencia requiere. Por lo tanto, si en algún momento el sistema de almacenamiento térmico llega a su máximo de carga, se debe reducir el flujo másico de sales solares que circulan por el receptor central. Así mismo, si se reduce el flujo másico pero la potencia recibida por la superficie del receptor se mantiene, la temperatura de estas sales solares superaría el máximo establecido (565 °C). De esta forma, se torna necesario reducir la potencia de irradiación solar reflejada que incide en la superficie del receptor central en aquellos momentos en los que el sistema de almacenamiento térmico haya alcanzado su máxima carga. El modo de conseguir esto es desorientar helióstatos.

La fracción de enfoque óptico es un parámetro que indica de forma unitaria el porcentaje de helióstatos que están orientados hacia el receptor central. En aquellos momentos en los que el almacenamiento térmico vaya a llegar a su límite de carga, el valor de la fracción de enfoque óptico descenderá. Observamos en la figura 22 este fenómeno tomando los días 22 de junio y 20 de diciembre.

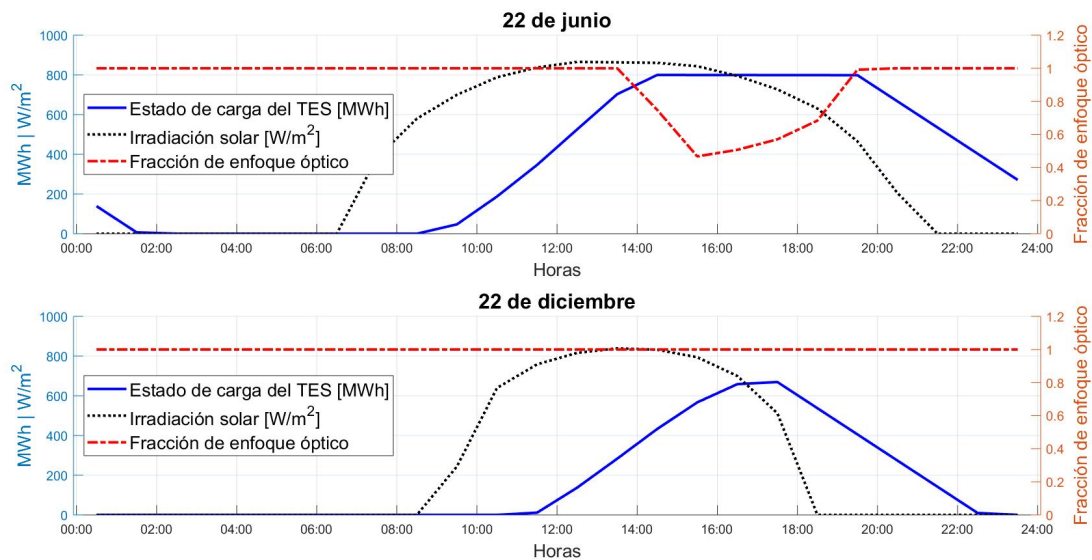


Figura 22: Evaluación de la relación entre el estado de carga del almacenamiento térmico y la fracción de enfoque óptico. Elaboración propia.

El día 22 de junio, el sistema de almacenamiento térmico se va cargando hasta que alcanza su máximo (789,5 MWh) a las 14:30 horas. Un poco antes de este momento, a partir de las 13:30, algunos helióstatos del campo solar comienzan a desorientarse con respecto al receptor central. A medida que la irradiación solar decrece, estos helióstatos vuelven a orientarse hasta llegar que la totalidad de ellos están reflejando los rayos solares al receptor central a las 19:30 horas. Con esto se

justificaría el fenómeno observado en la figura 20. Así mismo, al observar estos parámetros durante el día 22 de diciembre, vemos como el sistema de almacenamiento térmico se queda por debajo del máximo de capacidad y, por lo tanto, la fracción de enfoque óptico se mantiene en un valor unitario durante todo el día.

Además, un descenso en la fracción de enfoque óptico llevará ligado un descenso en el rendimiento del campo de helióstatos. De esta forma se justifica el “valle” que describe este parámetro de rendimiento en la tarde de los días 19 de marzo y 22 de junio.

Una vez explicada esta cuestión, podemos pasar a analizar los rendimientos energéticos obtenidos. En la tabla 16 se expresan los resultados correspondientes a los diferentes subsistemas para los tres días seleccionados y la media aritmética.

Tabla 16: Resumen de rendimientos energéticos obtenidos considerando los días específicos

Subsistema	19 de marzo	22 de junio	22 de diciembre	Media
Campo de helióstatos	0,4756	0,4360	0.5440	0,4852
Receptor central	0,9304	0,9239	0.9360	0,9301
Generador de vapor	1,0000	1,0000	1,0000	1,0000
Ciclo de potencia	0,3810	0,3810	0,3810	0,3810
Global	0,1464	0,1380	0.1562	0,1469

Como se explicó en la sección 5.5.4, el punto de unión entre los datos obtenidos a través de la simulación en SAM y los valores del ciclo de potencia de Xu 2011 es el generador de vapor. La unión se realiza considerando este dispositivo totalmente aislado. Por lo tanto, su rendimiento es del 100 % en todos los casos. Por otro lado, el ciclo de potencia tiene un funcionamiento prácticamente estacionario, ya que la entrada de flujo másico está fijada. Así que el rendimiento energético del ciclo de potencia se mantendrá prácticamente constante.

6.2.2. Flujos y rendimientos exergéticos

De manera similar a la anterior, representamos gráficamente los resultados obtenidos en el análisis exergético.

Al igual que en el caso anterior, apreciamos en la figura 23 un descenso en el flujo de exergía incidente y absorbida en el receptor central, explicado por la desorientación de helióstatos y máxima capacidad de almacenamiento térmico. El rendimiento exergético del campo de helióstatos asciende desde valores del 30 % por la mañana hasta más del 60 % en la mitad del día. Este rendimiento se ve afectado por la desorientación de espejos nombrada, provocando un valle durante la tarde. El rendimiento exergético del receptor central comienza el día en torno al 30 % para después ascender y mantenerse en valores un poco inferiores al 60 %. Por su parte, los flujos y rendimientos exergéticos relacionados con el ciclo de potencia siguen un comportamiento prácticamente constante durante las horas de operación. A diferencia que en el caso anterior, representamos el rendimiento exergético del generador de vapor, pues se trata de un parámetro no trivial. Este rendimiento es ligeramente superior al 90 %, y el rendimiento exergético del ciclo de potencia toma valores levemente superiores al 70 %.

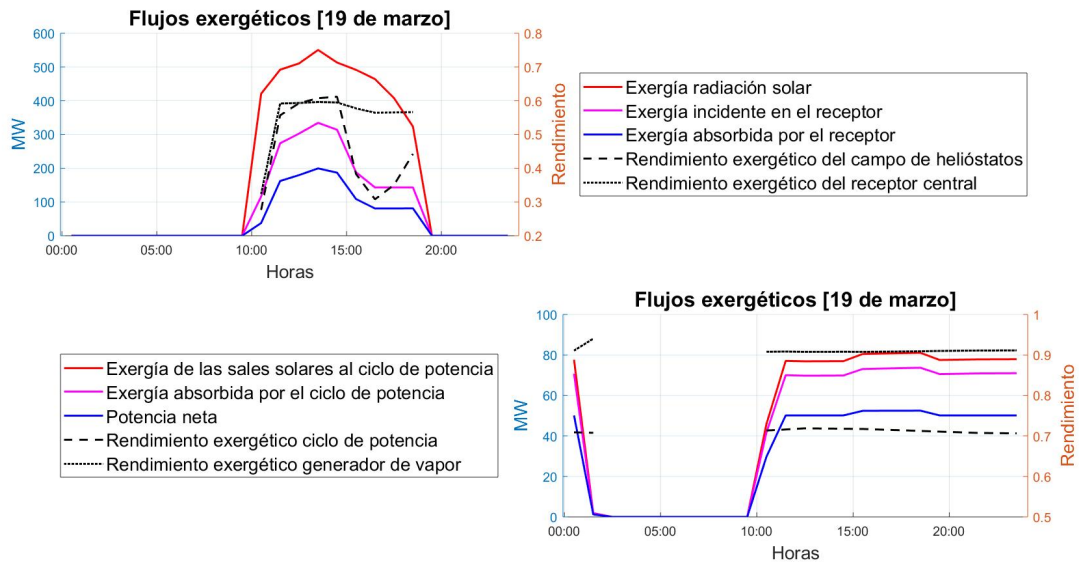


Figura 23: Evaluación de flujos y rendimientos exergéticos el 19 de marzo. Elaboración propia.

Para el 22 de junio se mantiene y acentúa el desacoplamiento nombrado. Observamos en la figura 24 como el flujo de exergía incidente y absorbida se fijan en un valor constante durante la tarde. El rango de valores de los diferentes rendimientos se mantiene similar al caso anterior.

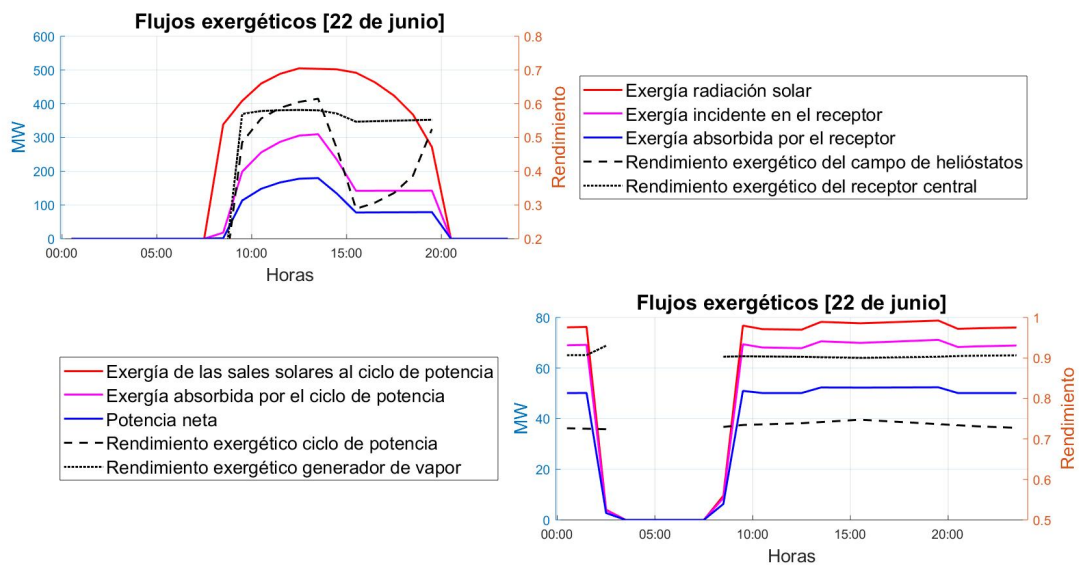


Figura 24: Evaluación de flujos y rendimientos exergéticos el 22 de junio. Elaboración propia.

En el caso del 22 de diciembre todos los flujos exergéticos del campo solar y del receptor central describen una trayectoria similar, como se aprecia en la figura 25. El rendimiento exergético del campo de helióstatos toma valores del 25 % por la mañana, del 60 % en mitad del día y del 50 % en las últimas horas de sol. El rendimiento exergético del receptor central se estabiliza en torno al 60 % en las horas centrales del día.

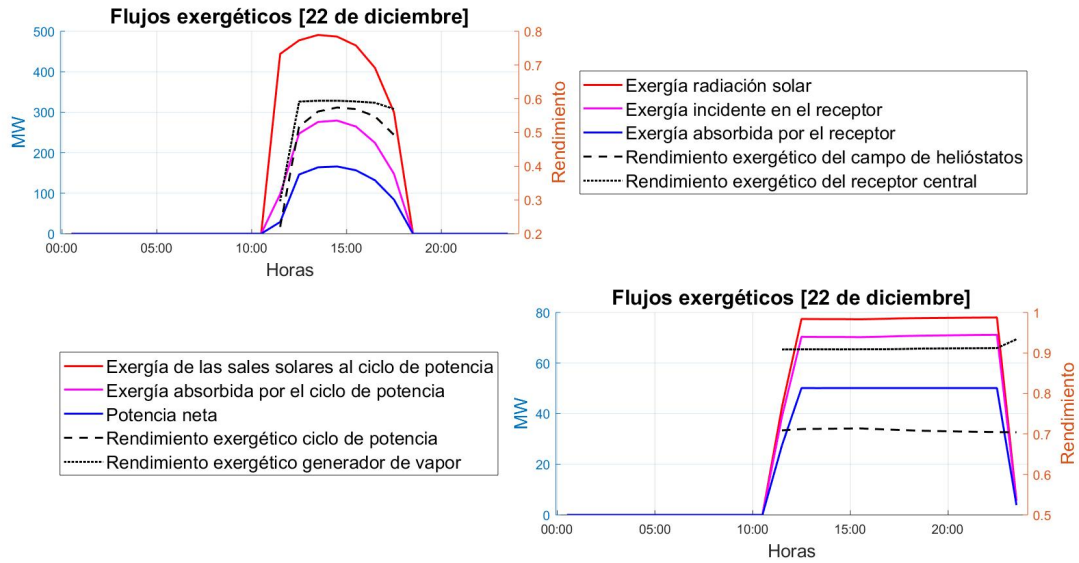


Figura 25: Evaluación de flujos y rendimientos exergéticos el 22 de diciembre. Elaboración propia.

En la tabla 17 se recogen los valores que toman los diferentes rendimientos para los días seleccionados y su media:

Tabla 17: Resumen de rendimientos exergéticos obtenidos considerando los días específicos

Subsistema	19 de marzo	22 de junio	22 de diciembre	Media
Campo de helióstatos	0,4756	0,4360	0,5440	0,4852
Receptor central	0,5820	0,5629	0,5882	0,5777
Generador de vapor	0,9080	0,9014	0,9091	0,9062
Ciclo de potencia	0,7169	0,7432	0,7121	0,7241
Global	0,1613	0,1478	0,1669	0,1587

Al contrario que en la tabla anterior, en esta no se repite ningún valor en los diferentes días.

6.3. Resumen de rendimientos obtenidos y comparación con artículos citados

A continuación presentaremos los resultados obtenidos en nuestros cálculos. Por un lado, realizaremos una comparación con el artículo de referencia fijado [42]. Este artículo nos ha sido muy útil para acercarnos al análisis exergético de la planta. Sin embargo, tiene una serie de limitaciones por las suposiciones que se realizan. Al establecer un estado estacionario con alta irradiación, es previsible que los resultados sean más favorables que en unas condiciones reales de operación. Por este motivo, también compararemos nuestros resultados con el trabajo antes citado de G. Augsburg, el cual considera las variaciones temporales y horarias.

En el trabajo de Augsburg [32], toma tres días específicos para más adelante realizar una interpolación anual. Considera que el rendimiento del campo de helióstatos es una función que depende del azimuth y la elevación solar. En nuestro caso, hemos calculado únicamente la media aritmética de los valores obtenidos en los tres días específicos.

La tabla 18 recoge el resumen de rendimientos energéticos y exergéticos de los diferentes subsistemas estudiados.

Tabla 18: Comparación de los resultados obtenidos con literatura de referencia

Subsistema	Rend. energético [%]			Rend. exergético [%]	
	Resultados	Xu 2011	Augsburger 2013	Resultados	Xu 2011
Campo de helióstatos	48,52	75,00	45,34	48,52	75,00
Receptor central	93,01	90,02	84,28	57,77	55,58
Generador de vapor	100,00	100,00	-	90,62	89,77
Ciclo de potencia	38,10	37,85	35,58	72,41	74,48
Funcionamiento global	14,69	22,89	13,76	15,87	24,48

Comparaciones realizadas con [42] y [32]

Observamos una serie de diferencias y similitudes que vamos a ir desglosando. Como aclaración, el trabajo de Augsbürger únicamente realiza un análisis energético y no evalúa el generador de vapor.

Centrándonos en los rendimientos energéticos, vemos que algunos valores no concuerdan. Los casos más importantes a señalar son el campo de helióstatos y el receptor central. El rendimiento obtenido en nuestro trabajo para el campo de helióstatos (48,52 %) es mucho inferior al obtenido por Xu (75 %). La justificación de esta discordancia, se encuentra en el tipo de análisis realizado en cada caso. El artículo de referencia, como se ha indicado, considera un funcionamiento estacionario con irradiación constante de $800W/m^2$. Esto favorece que el campo de helióstatos opere en un punto de máximo rendimiento. Sería equivalente al punto de funcionamiento que en nuestras gráficas observamos a la 13:30 - 14:30 horas. Aun así, en nuestras gráficas observamos como este punto de máximo rendimiento no llega a superar el 65 %. Recordamos que en nuestros cálculos hemos tomado las horas centrales del día para tener una aproximación más realista de este rendimiento. Los resultados obtenidos nos muestran que esto implica una considerable reducción del rendimiento con respecto a los cálculos realizados a partir de las suposiciones del artículo. Este hecho, se ha visto muy afectado por aquellos momentos en los que se desorientan los espejos, tal y como ya se ha explicado, que hace descender el rendimiento a valores del 30 %. Consideramos que el valor final obtenido se valida al compararlo con el trabajo de Augsbürger, el cual obtiene un rendimiento del campo de helióstatos del 45,34 %. No coincide, pero sí estaríamos en un intervalo mucho más cercano que valida nuestro análisis.

Los valores obtenidos para el caso del receptor central son más conflictivos. Observando nuestras gráficas, apreciamos como este rendimiento energético no varía tanto como el del campo de helióstatos a lo largo del día. Por lo tanto, al tomar las horas centrales del día estaríamos más cerca del estado estacionario considerado en el artículo de referencia. Sin embargo, las diferencias aunque pequeñas son significativas. Nuestros cálculos nos dan un rendimiento del receptor central del 93,01 %, Xu publica un 90,02 % y Augsbürger un 84,28 %. Consideramos que el valor obtenido es excesivamente alto y no se corresponde con el funcionamiento típico de una central de estas características. Durante la elaboración de este trabajo se intentó actuar sobre este hecho modificando los el dato de “Estimated receiver heat loss”, incluido en la tabla 10. Sin embargo, aumentar ese parámetro no se tradujo en una reducción significativa en rendimiento del receptor central. Ajustar correctamente estos parámetros es importante a la hora de dimensionar la planta termoeléctrica y obtener una simulación más precisa. Sin embargo, en el presente trabajo asumiremos que los resultados no aportan un valor realista y lo tendremos en cuenta. Por su parte, el rendimiento

exergético (57,77 %) es un poco superior a los resultados de Xu (55,58 %), lo cual es normal visto lo anterior. Ajustando las pérdidas del receptor hasta obtener un rendimiento energético que se encuentre dentro del intervalo de valores típicos, obtendríamos unos resultados de rendimiento exergético que coincidan con el artículo de referencia.

En cuanto al generador de vapor y el ciclo de potencia, las diferencias son mucho menores. Sin embargo, no le damos gran importancia a esta coincidencia ya que se debe íntegramente al desarrollo de los cálculos. Por un lado, hemos fijado un rendimiento del 100 % en el generador de vapor para enlazar los datos de SAM con los datos del ciclo de potencia del artículo de referencia. Por otro lado, los datos de temperatura y presión tomados son los del artículo de referencia. Las pequeñas diferencias se deben íntegramente al cálculo de las entropías y entalpías. En este trabajo hemos calculado estos parámetros a partir de las tablas de [46], las cuales aportan valores ligeramente diferentes a los presentados en el artículo.

Por último, en cuanto al rendimiento global, obtenemos valores más próximos al trabajo de Ausgburger que al artículo de Xu. Los rendimientos energéticos son de 14,69 % en nuestro caso, 22,89 % para Xu y 13,75 % para Augsburger. Dado que existe una gran diferencia en el rendimiento energético del campo de helióstatos, es lógico que nuestro rendimiento energético global también sea inferior al publicado en el artículo de referencia. Como consecuencia lógica, el rendimiento exergético también será inferior. Al igual que en el caso del artículo de referencia, observamos cómo el rendimiento exergético global de la planta es superior al rendimiento energético global. Si damos por validado el dato energético, podríamos considerar como una buena aproximación el dato exergético.

6.4. Resultados de funcionamiento anual planta termoeléctrica

Para completar el análisis, repasaremos algunos parámetros típicos del funcionamiento anual de la planta termoeléctrica. Explicaremos el cálculo de algunos de estos parámetros y los compararemos con la central de referencia del IDAE en la que nos basamos originalmente [47].

En primer lugar, presentamos los datos de radiación incidente y generación energía neta a lo largo de todo el año. Al tener todos los datos horarios en el programa, lo obtenemos de manera muy sencilla mediante un sumatorio. A partir de estos dos valores, calculamos el rendimiento solar a eléctrico.

El factor de capacidad representa la fracción de energía final generada anualmente con respecto a la energía que se habría generado si la planta operara a potencia nominal durante todo el año. Es decir:

$$CF = \frac{\sum_{t=0}^{8760} 0,88 \cdot \dot{W}_{net}(t) \Delta t}{\dot{W}_{nom} \cdot 8760} \quad (29)$$

Por su parte, las horas de operación a carga total representan el equivalente del tiempo que tendría que estar la planta operando a su potencia nominal para alcanzar el total de energía generada a lo largo del año. Se calcula de forma muy similar a la anterior:

$$\text{Horas de operación a carga total} = \frac{\sum_{t=0}^{8760} 0,88 \cdot \dot{W}_{net}(t) \Delta t}{\dot{W}_{nom}} \quad (30)$$

Así mismo, también vamos a presentar la cantidad de horas durante las cuales el ciclo de potencia de la planta termoeléctrica ha sido alimentado a partir del sistema de almacenamiento térmico. Esto lo hacemos a partir de la variable `TES_is_working` creada en el programa de MATLAB.

Tabla 19: Parámetros del funcionamiento anual de la planta termoeléctrica

Parámetros de funcionamiento anual	Resultado	Unidades
Radiación incidente	1.155,1	GWh
Generación eléctrica neta	168,4	GWh
Rendimiento solar a eléctrico	14,58	%
Factor de capacidad	0,3844	-
Horas de operación a carga total	3.367,4	horas
Horas de funcionamiento TES	1.628	horas

En la tabla 19 se recogen estos parámetros, comentaremos algunas cuestiones sobre estos valores. En primer lugar, realizamos la comparación entre el rendimiento solar a eléctrico obtenido a partir de los datos anuales con respecto al rendimiento energético global obtenido en nuestros cálculos. En el primero obtenemos un valor de 14,58 %, y, en el segundo, como ya hemos comentado, de 14,69 %. A partir de esto, podemos considerar que el método planteado para calcular los rendimientos ha sido suficientemente representativo del funcionamiento anual de la planta.

Ahora pasamos a comparar los parámetros obtenidos con la central de referencia del IDAE [47]. De la tabla 6 podemos extraer los parámetros de funcionamiento. Este informe del IDAE cifra en 162,2 GWh la generación anual de electricidad neta y en 14,96 % el rendimiento anual solar a eléctrico neto. Cabe recordar que a la hora de introducir los datos de esta planta de referencia en SAM se produjo una modificación en el número total de helióstatos a la hora de optimizar la configuración del campo. Aun así, los parámetros obtenidos están muy cercanos a estos datos. Obtenemos 168,4 GWh de generación eléctrica anual. Y, el rendimiento solar a eléctrico, arriba comentado, prácticamente coincide con el propuesto por el IDAE.

El factor de capacidad obtenido es de 0,3844 y tenemos 3367,4 horas de operación a carga total. Así mismo, el subsistema del ciclo de potencia es alimentado durante 1628 horas desde el almacenamiento térmico. En la siguiente sección realizaremos un análisis de sensibilidad de estos parámetros con respecto a las horas de almacenamiento de la planta.

Por último, aunque no lo hemos incluido en la tabla, nos gustaría mencionar otro parámetro. Se trata de la fracción de enfoque óptico. Como comentamos en la sección 6.2.1 y en la figura 22, la fracción de enfoque óptico depende del estado de carga del almacenamiento térmico y tiene una influencia sobre el rendimiento del campo de helióstatos. Por este motivo, hemos decidido obtener el valor medio anual de la fracción de enfoque óptico. Vendría a representar el porcentaje del tiempo a lo largo del año en el que los espejos están orientados hacia el receptor central. Obtenemos un valor de 0,9730. Es decir, durante el 97,3 % del tiempo los espejos están enfocados. Podríamos decir que durante un equivalente de 236,5 horas el conjunto del campo de helióstatos se desorienta.

6.5. Análisis de sensibilidad con respecto al almacenamiento térmico

Para completar los resultados, consideramos ilustrativo realizar un análisis de sensibilidad de diferentes parámetros con respecto al almacenamiento térmico. Introducimos en SAM los mismos

valores que en el caso anterior excepto el número de horas de almacenamiento. Realizaremos la simulación para 8, 10, 12, 14 y 16 horas de almacenamiento térmico. Con estos datos, calcularemos en nuestro programa de MATLAB los siguientes parámetros: rendimiento energético de campo de helióstatos, rendimiento energético del receptor central, horas totales de operación a carga total, horas de funcionamiento del almacenamiento térmico, media anual de la fracción de enfoque óptico. Realizamos el análisis de rendimientos y enfoque óptico para el día 22 de junio. El análisis de horas de funcionamiento se realiza sobre el cómputo total anual.

Con respecto a los rendimientos energéticos, observamos la tendencia descrita en la figura 26.

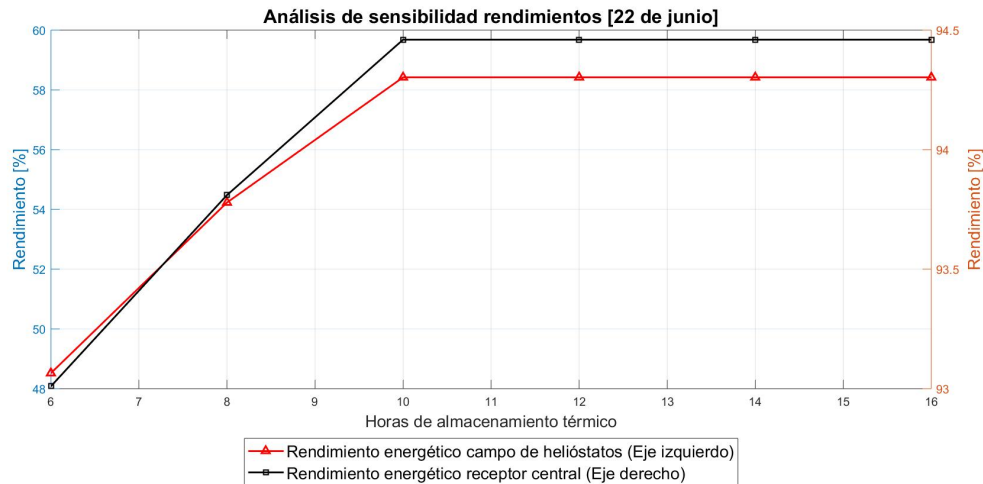


Figura 26: Variación de los rendimientos energéticos globales con respecto a las horas de almacenamiento térmico. Elaboración propia.

Para las 6 horas originales de almacenamiento obteníamos un rendimiento energético de 48,52 % en el campo de helióstatos y de 93,01 % en el receptor central. Estos valores ascienden a 54,23 % y 93,81 % para 8 horas de almacenamiento, y a 58,42 % y 94,46 % para 10 horas respectivamente. En el caso de 12, 14 y 16 horas, los valores se mantienen en los establecidos por 10 horas de almacenamiento térmico.

Por su parte, las horas de funcionamiento describen la siguiente tendencia que muestra la gráfica de la figura 27.

Apreciamos la misma dinámica. Para el caso original de 6 horas de almacenamiento térmico teníamos 3367,4 horas de funcionamiento a carga total y 1628 horas durante las cuales el ciclo de potencia es alimentado por el sistema de almacenamiento. Estos valores ascienden progresivamente hasta estabilizarse. Para las 8 horas de capacidad de almacenamiento térmico obtenemos 3604,4 y 1901 horas. Para las 10 horas de capacidad, tenemos 3765 y 2076 horas respectivamente. En el caso de 12, 14 y 16 horas de capacidad de almacenamiento térmico, estos valores se estabilizan en torno a las 3800 horas de funcionamiento a carga total y 2100 horas de operación a partir de los tanques de almacenamiento.

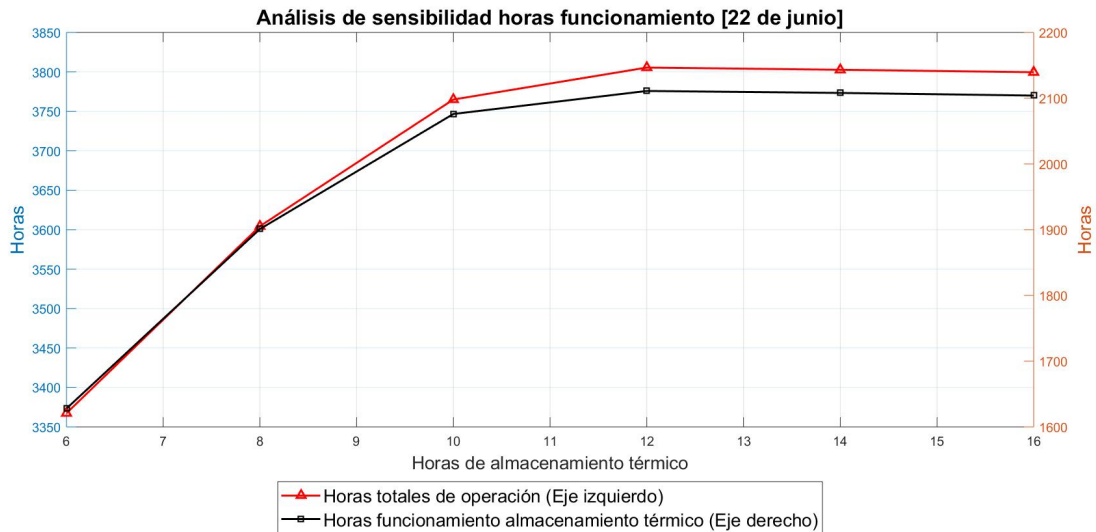


Figura 27: Variación de las horas de operación con respecto a las horas de almacenamiento térmico. Elaboración propia.

Para realizar el análisis sobre la influencia del nivel de capacidad de almacenamiento térmico sobre la fracción de enfoque óptico vamos a presentar dos gráficas. Por un lado, evaluaremos los flujos energéticos del campo de helióstatos y el receptor central durante el día 22 de junio. Por otro lado, presentaremos la media anual de la fracción de almacenamiento térmico.

Como se observó en la figura 20, se da un “desacoplamiento” entre los flujos energéticos en el momento en el que el sistema de almacenamiento térmico alcanza su máxima carga y como consecuencia parte de los helióstatos se desacoplan. A la forma descrita por estos flujos la denominamos “valle”. Observamos en la figura 28 estos flujos para el día 22 de junio según diferentes capacidades de carga.

Los resultados son bastante ilustrativos. El “valle” descrito por el “desacoplamiento” de los flujos se va suavizando y reduciendo progresivamente a medida que aumenta la capacidad de almacenamiento térmico. Si bien para las 6 horas originales vemos como prácticamente durante la mitad del día se limita el flujo másico de sales que recorre el receptor central, para 8 horas esto ocurre durante un tercio del día, y para 10 horas apenas ocurre al final de las horas solares. Así mismo, en los casos de 12, 14 y 16 horas de capacidad de almacenamiento térmico, no se produce ningún “desacoplamiento” y se logra un aprovechamiento total del recurso solar.

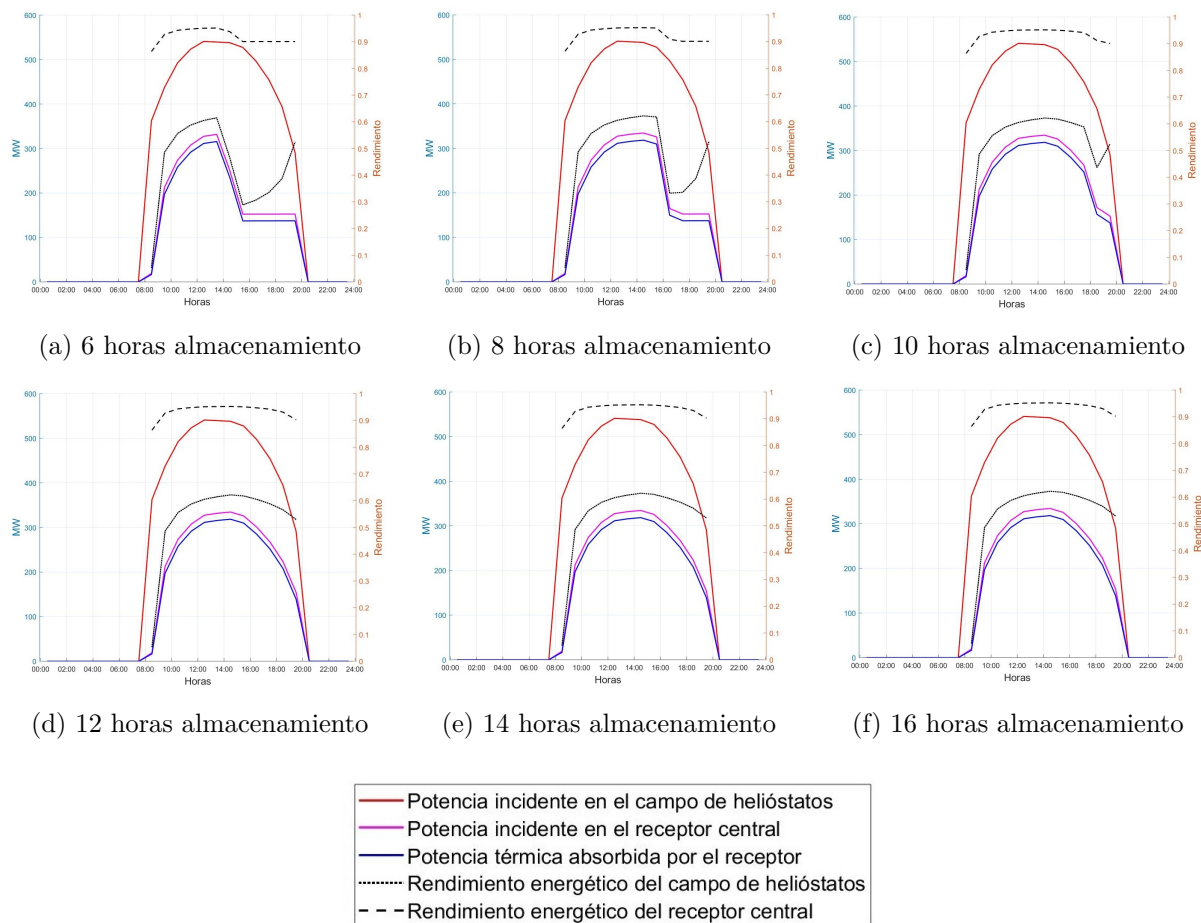


Figura 28: Flujos energéticos del 22 de junio para diferentes capacidades de almacenamiento térmico. Elaboración propia.

Estos resultados se observan también cuando representamos la evolución de la fracción de enfoque óptico. Lo apreciamos en la gráfica de la figura 29

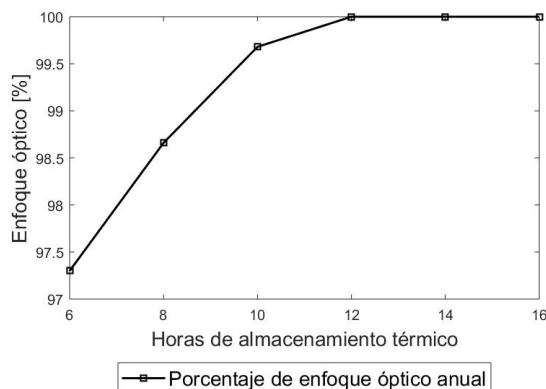


Figura 29: Variación de la fracción de enfoque con respecto a las horas de almacenamiento térmico. Elaboración propia.

Asciende desde el valor original del 97,3 % hasta el 100 % a medida que aumenta la capacidad de almacenamiento térmico. Esto significa que para 12, 14 y 16 horas no habrá ningún momento en el que se alcance el máximo de carga de los tanques, y por lo tanto los espejos nunca se desorientarán.

Sin embargo, el hecho de lograr que en ningún momento se alcance la máxima carga del almacenamiento térmico no significa directamente algo positivo. Al no modificar el tamaño del campo solar ni la potencia nominal de la turbina, estaríamos sobredimensionando el sistema de almacenamiento térmico. Para valores muy altos de capacidad, no se logra aprovechar las ventajas que esto brinda y tendríamos un consumo de recursos mayor del necesario. Así mismo, aquí entraría la definición de la estrategia de almacenamiento. La planta termoeléctrica de este trabajo opera de tal modo que se inyecta a la red la potencia nominal de la turbina en todo momento que sea posible (durante las horas de luz y durante el periodo que se pueda funcionar desde los tanques de almacenamiento). Existen otras estrategias de almacenamiento y operación, como por ejemplo cargar los tanques durante el día e inyectar potencia a la red únicamente durante la noche. O, cargar los tanques e inyectar potencia en aquellos momentos en los que la red requiera un aporte extra. Estas cuestiones se definen a la hora de diseñar y operar la planta.

7. Conclusiones

Los marcos temporales en los que lograr una transición ecológica que limite y atenúe las consecuencias del cambio climático y la sobrelimitación en el consumo de recursos son estrechos. Una cuestión esencial para lograrlo es avanzar hacia una transición energética que abandone la dependencia del consumo de combustibles fósiles. Para ello, evaluar adecuadamente las tecnologías que aprovechan la energía de origen renovable es imprescindible.

Las energía termosolar se sitúa en una muy buena posición para colaborar a estos objetivos. El aprovechamiento de la irradiación solar a través de sistemas térmicos favorece a reducir la dependencia de combustibles fósiles. Los sistemas de almacenamiento térmico permiten satisfacer la demanda en aquellos momentos en los que la radiación solar no está disponible, simplificando la gestión de la red eléctrica. Sin embargo, se requiere avanzar en la investigación sobre ciertos materiales que podrían limitar la extensión a las magnitudes necesarias de las plantas termoeléctricas.

En este trabajo hemos elegido un caso concreto de planta termoeléctrica de receptor central con almacenamiento térmico. Ubicada en la provincia de Huelva, con un almacenamiento térmico de 6 horas, una potencia nominal de $50MW_e$ y un campo de 5031 espejos. Se ha aplicado un análisis termodinámico teniendo en cuenta la generación de irreversibilidades a través de la exergía y se ha localizado dónde concentrar los esfuerzos para lograr una mayor optimización. El análisis exergético se muestra, por lo tanto, como una herramienta importante a la hora de evaluar la sostenibilidad de sistemas intensivos en energía.

Realizando una simulación horaria del funcionamiento de la planta, podemos acercarnos a los flujos y rendimientos reales de la central eléctrica. Hemos comparado estos resultados con la literatura académica sobre la que se basa el estudio. Para acercarnos más a funcionamiento real de la planta, extendemos el análisis al conjunto de los datos horarios para tres días significativos. De esta forma, obtenemos unos resultados que se corresponden con el trabajo de la tesis doctoral de Augsburg 2013 [32].

Observamos que las mayores pérdidas energéticas tienen lugar en el ciclo de potencia, mientras que las mayores pérdidas exergéticas se ubican en el conjunto del campo solar y receptor central. Esta diferencia se debe a la evaluación de la calidad de la energía que realizamos a partir del análisis exergético. La energía procedente de la radiación solar es de una alta calidad por la alta temperatura aparente del sol como fuente de exergía, 4500 K. Las pérdidas que se producen entre el campo de helióstatos y el flujo de sales solares representan una gran destrucción de entropía y generación de irreversibilidades. Sin embargo, las pérdidas que se producen en el ciclo de potencia ocurren a temperaturas menores, por lo que las pérdidas exergéticas son menores. Por lo tanto, para mejorar el funcionamiento termodinámico de la planta deberemos centrar nuestros esfuerzos en optimizar el campo de helióstatos y el receptor central. Esto se logrará aumentando la precisión óptica y seguimiento de los espejos, así como aumentando la temperatura de salida del flujo de sales solares en el receptor central. Para lograr esto se necesita un estudio detallado que tenga en cuenta otros factores que se puedan ver afectados, como las pérdidas de calor por un aislamiento térmico más complejo en el receptor central.

Si comparamos los resultados del análisis en el receptor central con la relación de la ecuación 25, podemos validar los resultados obtenidos. Nuestro estudio finaliza con un rendimiento energético en el receptor central del 93,01 % y un rendimiento exergético del 57,77 %. Fijándonos en datos horarios, en lugar de en medias aritméticas de periodos más largos, podemos comprobar cómo el

rendimiento exergético sigue una proporción de en torno al 0,615 con respecto al rendimiento energético para el receptor central.

El rendimiento energético global de la planta se sitúa en 14,69 %, lo cual corresponde de forma muy cercana con el rendimiento solar a eléctrico obtenido en términos anuales. Los parámetros de funcionamiento anual de la planta resultan en un Factor de Capacidad del 38,44 % y un rendimiento anual solar a eléctrico del 14,58 %. Estos valores se integran adecuadamente en la literatura académica sobre la que nos hemos basado. El informe del IDAE [47] del que hemos tomado el caso de referencia mostraba un rendimiento solar a eléctrico de 14,96 %.

Realizando un análisis de sensibilidad apreciamos de forma clara cómo al aumentar la capacidad del almacenamiento térmico aumentan los rendimientos energéticos y exergéticos del campo de helióstatos ya que aumenta la media anual del factor de enfoque óptico de los espejos. Así mismo, también aumentan las horas totales de funcionamiento y las horas de funcionamiento del sistema de almacenamiento térmico. Estos incrementos se producen al pasar de las 6 horas originales a valores de 8 o 10 horas. Para incrementos superiores (12, 14 y 16), los valores se estabilizan, mostrando cómo este aumento no tendría sentido y significaría sobredimensionar el almacenamiento térmico de la planta termoeléctrica. Estos resultados revelan la utilidad del sistema de almacenamiento térmico para optimizar el funcionamiento de la planta termoeléctrica así como la necesidad de un adecuado dimensionado y definición de la estrategia de operación

Este estudio nos ha permitido realizar una primera aproximación a la tecnología de plantas termoeléctricas. Las centrales de receptor central muestran un buen funcionamiento termodinámico por las altas temperaturas que se alcanzan en el flujo de sales solares. Se prevé un aumento del porcentaje de esta tecnología con respecto al total de centrales termoeléctricas, en las que actualmente domina la tecnología de captadores cilindro parabólicos.

Enmarcar la transición energética en el marco temporal y material con el que nos encontramos exige evaluar los recursos materiales necesarios para llevarla a cabo. Por este motivo, hemos considerado adecuado incluir en este trabajo un pequeño anexo donde se realiza una breve panorámica del consumo de recursos materiales. Esto abre una línea para la continuación de este trabajo en el ámbito de la sostenibilidad material de las tecnologías y el uso de recursos naturales finitos. Algunos de los materiales críticos que afectan a la implantación en gran escala de la energía termoeléctrica son los nitratos de sodio y potasio que forman las sales solares y se encuentran principalmente en el desierto de Atacama en Chile. La actual tecnología de helióstatos también incluye plata en el recubrimiento, lo cual podría convertirse en una limitación. Estas cuestiones exigirían un estudio más extenso y detallado que integre análisis concretos en escenarios de instalación a escala global.

Con esto, damos por satisfechos los objetivos planteados para el presente trabajo. A continuación, presentamos algunas líneas futuras de investigación que se derivan de lo ya iniciado.

7.1. Líneas futuras de trabajo

El campo de estudio de este trabajo es muy amplio, por lo tanto no se ha podido abordar más que un análisis concreto. Llegar a resultados más significativos que colaboren a evaluar de forma representativa la viabilidad, en términos energéticos y de recursos naturales, la energía termoeléctrica como alternativa para la transición ecológica requiere una complejidad y dimensión mayor. En este sentido, consideramos que esta evaluación debe estar basada en análisis termodinámicos que integren cuestiones de consumo de recursos. Las líneas de investigación brevemente señaladas en el

apartado 4.2.4 son muestra de ello. El trabajo de Szargut [48] y Valero [49] abre una vía ya señalada en los textos del economista ecológico Georgescu-Roegen [50]. El coste exergético y el análisis de coste termo-ecológico brindan unas herramientas adecuadas para evaluar la sostenibilidad de sistemas energéticos. Realizar un estudio en profundidad de las plantas termoeléctricas y los diferentes sistemas de almacenamiento térmico a partir de este tipo de análisis sería un gran aporte académico.

Por lo tanto, podríamos señalar algunas líneas futuras de trabajo que continuarían con las investigaciones realizadas durante los meses dedicados a este proyecto.

- Profundizar en los análisis exergéticos y termodinámicos de plantas termoeléctricas y sus diferentes subsistemas.
- Estudiar e implementar análisis de coste exergético y análisis de coste termo-ecológico.
- Profundizar en las herramientas necesarias para evaluar el impacto ambiental y consumo de recursos naturales de una tecnología concreta.
- Estudiar y trabajar sobre extrapolación de resultados a marcos globales para evaluar vías de transición energética y ecológica.

8. Entorno socio-económico

En esta sección realizaremos algunas consideraciones sobre el coste económico de una planta termoeléctrica como la descrita en el caso de análisis y describiremos el presupuesto asociado al presente trabajo.

8.1. Coste económico de la planta termoeléctrica

Para estimar el coste económico de la planta termoeléctrica, volveremos al informe del IDAE del que extraímos los parámetros de la central de referencia [47]. Este informe nos aporta una estimación de los costes con un desglose detallado. A continuación reproduciremos algunos de los conceptos amplios más importantes.

Tabla 20: Detalle del modelo de costes de inversión de la central de torre de referencia

Concepto	Coste [Euros]
Sistema de captación de la energía solar	103.260.960
Sistema de conversión de la energía solar en térmica	69.029.533
Sistema de almacenamiento de la energía térmica	5.922.000
Bloque de potencia	66.000.000
Ingeniería y margen EPC	40.844.540
Total	285.057.033

Datos obtenidos de [47]

Observando la tabla 20, podemos ver como el mayor coste de la planta se ubica en el sistema de captación de la energía solar (36 %), seguido por el sistema de conversión de la energía solar en térmica (24 %) y el bloque de potencia (23 %). El subsistema que tiene un coste económico menor es el sistema de almacenamiento de la energía térmica, representando apenas un 2 % de la inversión total.

Dentro del sistema de captación de la energía solar, el 43 % del coste se atribuye a las estructuras metálicas y el 29 % a los seguidores solares. Por su parte, el desglose del coste económico dentro del sistema de conversión de la energía solar en térmica muestra que el receptor central representa el 63 % del coste total. En el caso del bloque de potencia, los costes están más distribuidos: 40 % equipos mecánicos y rotatorios, 27 % sistemas auxiliares, 18 % intercambiadores de calor sales/vapor y 15 % obra civil.

Todo esto se traduciría en un coste total de 285 millones de euros para una planta termoeléctrica de receptor central con almacenamiento térmico de las características descritas.

8.2. Presupuesto del Trabajo de Fin de Grado

Para estimar un presupuesto aproximado de la realización del presente trabajo realizaremos una estimación del número de horas invertido en el mismo.

La tabla 21 muestra la distribución del trabajo por semanas. En términos medios, podemos establecer la dedicación de 16 horas semanales. Esto hace un total de 320 horas dedicadas a la elaboración de este Trabajo de Fin de Grado.

Tabla 21: Distribución del trabajo por semanas

Mes/Semana	Primera semana	Segunda semana	Tercera semana	Cuarta semana
Septiembre	-	-	Rec. Bib. Gen.	Rec. Bib. Gen.
Octubre	Est. Bib. Gen.	Est. Bib. Gen.	Redact. Inicial	Redact. Inicial
Noviembre	Rec. Bib. Esp.	Est. Bib. Esp.	Est. Bib. Esp.	Def. Método
Diciembre	Elab. Prog.	Elab. Prog.	Cálculo	Cálculo
Enero	Obt. Res.	Obt. Res.	Obt. Res.	Redact. Final
Febrero	Redact. Final	Últimas revisiones	-	-

El resumen de abreviaturas es el siguiente:

Rec. Bib. Gen.	Recopilación bibliografía general
Est. Bib. Gen.	Estudio bibliografía general
Redact. Inicial	Redactado inicial
Rec. Bib. Esp.	Redactado bibliografía específica
Est. Bib. Esp.	Estudio bibliografía específica
Def. Método	Definición del método de análisis
Elab. Prog.	Elaboración del programa
Obt. Res.	Obtención de resultados
Redact. Final	Redactado final

Para establecer el presupuesto del proyecto consideraremos gastos relativos al software usado y el material utilizado. Incluimos únicamente la licencia de MATLAB porque el resto de programas tiene una licencia gratuita.

Tabla 22: Presupuesto desarrollo del Trabajo Fin de Grado

Concepto	Coste [Euros]	Comentarios
Licencia MATLAB	69,0	Se obtiene a partir de la licencia académica de la universidad
Portátil Lenovo IdeaPad 530S 14'	44,21	Coste original 636,65. Estimamos una vida media de 6 años y hemos invertido 5 meses en la realización del proyecto.
Recursos biblioteca	50,78	Presupuesto de 2018: 1.068.800 euros. Alumnos totales UC3M: 21.047
Horas de trabajo	4.800	320 horas invertidas 15 euros/hora
Total	4.963,99	-

La tabla 22 realiza el desglose de gastos, mostrando un presupuesto total de 4.963,99 euros.

Referencias

- [1] Dennis Meadows, Donella Meadows, and Jørgen Randers. *The Limits to Growth*. Universe Books, 1972.
- [2] Zoological Society of London and WWF. Living planet report 2018. Technical report, WWF, 2018.
- [3] Masson-Delmotte et. al. Global Warming of 1.5 °C. An IPCC Special Report on the impacts of global warming of 1.5 °C above pre-industrial levels and related global greenhouse gas emission pathways, in the context of strengthening the global response to the threat of climate change, sustainable development, and efforts to eradicate poverty. Technical report, IPCC, 2018.
- [4] Comision Europea. Marco sobre clima y energía para 2030, 2018.
- [5] Comisión de expertos sobre escenarios de transición energética. Análisis y propuestas para la descarbonización. Technical report, Ministerio de Industria, Comercio y Turismo. Gobierno de España, 2018.
- [6] Ministerio de Economía. Real decreto 436/2004. Boletín Oficial del Estado, 12 de marzo 2004.
- [7] REN21. Renewables 2017 global status report. Technical report, REN21, 2017.
- [8] International Energy Agency. World energy outlook 2010. Technical report, International Energy Agency, 2010.
- [9] M.K. Hubbert. Nuclear energy and the fossil fuels. In *Presented before the Spring Meeting of the Southern District*, Plaza Hotel, San Antonio, Texas, Marzo 1956. American Petroleum Institute.
- [10] Mikel Höök. Depletion of conventional hydrocarbons: recent perspectives on oil, gas and coal. In *Beyond the peak oil: the future of energy*, Barbastro, Octubre 2014. Global energy systems, Universidad Uppsala, Suecia.
- [11] G. Maggio and G. Cacciola. When will oil, natural gas, and coal peak? *Fuel*, 98:111–123, 2012.
- [12] Emilio Santiago Muiño. *Opción Cero. El reverdecimiento forzoso de la Revolución cubana*. Catarata, 2017.
- [13] International Energy Agency. World energy outlook 2017. Technical report, World Energy Outlook, 2017.
- [14] International Energy Agency. Energy technology perspectives 2017. catalysing energy technology transformations. Technical report, International Energy Agency, 2017.
- [15] U.S. Energy Information Administration. International energy outlook 2017. Technical report, U.S. Energy Information Administration, 2017.
- [16] Greenpeace. Energy [r]evolution: A sustainable world energy outlook 2015. Technical report, Greenpeace, 2015.
- [17] Stephan Singer. The energy report: 100 % renewable energy by 2050. Technical report, WWF, 2011.
- [18] Richard Heinberg. *Searching for a Miracle: Net Energy Limits and the Fate of Industrial Society*. Post Carbon Institute, 2009.

- [19] Antonio García Olivares, Joaquín Ballabrera-Poy, Emili García-Ladona, and Antonio Turiel. A global renewable mix with proven technologies and common materials. *Energy Policy*, 41:561–574, 2012.
- [20] Antonio García-Olivares. Substitutability of electricity and renewable materials for fossil fuels in a post-carbon economy. *Energies*, 8:13308–13343, 2015.
- [21] Alicia Valero, Antonio Valero, Guiomar Calvo, and Abel Ortego. Material bottlenecks in the future development of green technologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 93:178–200, 2018.
- [22] Carlos de Castro and Íñigo Capellán-Pérez. Concentrated solar power: Actual performance and foreseeable future in high penetration scenarios of renewable energies. *BioPhysical Economics and Resource Quality*, 2018.
- [23] Sven Teske and Janis Leung. Solar thermal electricity: Global outlook 2016. Technical report, SolarPACES, Greenpeace, ESTELA, 2016.
- [24] Instituto para la Diversificación Ministerio de Industria, Turismo y Comercio and Ahorro de Energía (IDAE). Plan de energías renovables en españa 2005-2010. Technical report, IDAE, 2005.
- [25] Protermosolar. Informe de transición del sector eléctrico: Horizonte 2030. Technical report, Protermosolar: Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar, 2018.
- [26] Tobias Hirsch. *SolarPACES Guideline for Bankable STE Yield Assessment*. SolarPACES; IEA, 2017.
- [27] Md Tasbirul Islam, Nazmul Huda, A B Abdullah, and R Saidur. A comprehensive review of state-of-the-art concentrating solar power (csp) technologies: Current status and research trends. *Renewables and Sustainable Energy Reviews*, 91:987–1018, 2018.
- [28] Cédric Philibert. Technology roadmap: Concentrating solar power. Technical report, International Energy Agency, 2010.
- [29] International Energy Agency. Technology roadmap: Solar thermal electricity. Technical report, IEA, 2014.
- [30] Xavier Py, Najim Sadiki, Régis Olives, Vicent Goetz, and Quentin Falcoz. Thermal energy storage for csp. *EPJ Web of Conferences*, 148, 2017.
- [31] Ugo Pelay, Lingai Luo, Yilin Fan, Driss Stitou, and Mark Rood. Thermal energy storage systems for concentrated solar power. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 79:82–100, 2017.
- [32] Germain Augsburger. *Thermo-economic optimisation of large solar tower power plants*. PhD thesis, École Polytechnique Fédérale de Lausanne, 2013.
- [33] Erik Pihl, Ducan Kushnir, Björn Sandén, and Filip Johnsson. Material constraints for concentrating solar thermal power. *Energy*, 44:944–954, 2012.
- [34] Alicia Valero, Antonio Valero, Guiomar Calvo, Abel Ortego, and Sonia Ascaso. Global material requirements for the energy transition. an exergy flow analysis of decarbonisation pathways. *Energy*, 159:1175–1184, 2018.

- [35] Ibrahim Dincer and Marc A. Rosen. *Exergy: Energy, Environment and Sustainable Development*. Elsevier, 2007.
- [36] Ley 21/2013, de evaluación ambiental. Boletín Oficial del Estado, 9 de diciembre 2013.
- [37] Jo Dewulf, Herman Van Langerhove, Bart Muys, Stijn Bruers, Bhavik R. Bakshil, and Enrico Sciubba. Exergy: Its potential and limitations in environmental science and technology. *Environmental Science and Technology*, 42(7):2221, 2008.
- [38] Enrico Sciubba and Göran Wall. A brief commented history of exergy from the beginnings to 2004. *International Journal of Thermodynamics*, 10(1):1–26, 2007.
- [39] iCIRCE. The exergo ecology portal. <http://www.exergoecology.com/>, 2018.
- [40] TU Delft: P.V. Aravind and T. Woudstra. Thermodynamics in energy conversion: Lectures material. Technical University of Munich. Course, 2016/2017.
- [41] Wojciech Stanek, editor. *Thermodynamics for Sustainable Management of Natural Resources*. Springer, 2017.
- [42] Chao Xu. Energy and exergy analysis of solar power tower plants. *Applied Thermal Engineering*, 31:3904–3913, 2011.
- [43] Soteris A. Kalogirou. *Solar Energy Engineering: Processes and Systems*. Elsevier, 2009.
- [44] Xin Li. Thermal model and thermodynamic performance of molten salt cavity receiver. *Renewable Energy*, 35:981–988, 2010.
- [45] Alexis B. Zavoico. Solar power tower: Design basis document. Technical report, Sandia National Laboratories, 2001.
- [46] TU Delft: P.V. Aravind and T. Woudstra. Thermodynamics in energy conversion: Steam tables. Technical University of Munich. Course, 2016/2017.
- [47] Agustin Maraver Valeriano Ruiz, Manuel Blanco. Evaluación del potencial de energía solar termoeléctrica. estudio técnico per 2011-2020. Technical report, IDAE: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía, 2011.
- [48] Jan Szargut, Andrzej Ziebik, and Wojciech Stanek. Depetion of the non-renewable natural exergy resources as a measure of the ecological cost. *Energy Conversion and Management*, 43:1149–1163, 2002.
- [49] M. A. Lozano and A. Valero. Theory of the exergetic cost. *Energy*, 18:939–960, 1993.
- [50] Nicholas Georgescu-Roegen. *The Entropy Law and the Economic Process*. Harvard University Press, 1971.
- [51] Peter Viebahn, Stefan Kronshage, Franz Trieb, and Yolanda Lechon. New energy externalities developments for sustainability. final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants. Technical report, DLR, CIEMAT, 2008.
- [52] J Ignacio Ortega, J Ignacio Burgaleta, and Félix M Téllez. Central receiver system (csr) solar power plant using molten salt as heat transfer fluid. *Journal of Solar Energy Engineering*, 130, 2008.

Anexo 1: Código MATLAB

Por simplicidad, se presenta a continuación la parte del código en la que se realizan los cálculos descritos. Toda la parte del código en la que se extraen las gráficas presentadas a lo largo del trabajo se omite. Parte de los valores y resultados presentados en el trabajo se extraen de este código realizando algunas operaciones que no se incluyen en este anexo.

```
%Código Trabajo Fin de Grado: Martín Lallana. Febrero 2019
%Análisis termodinámico de una planta termoeléctrica
%Universidad Carlos III de Madrid
%Grado en Ingeniería en Tecnologías Industriales

%% Importar datos .csv desde SAM
A=table2array(YearlyResourceAndRec);
B=table2array(YearlyRecAndPC);
C=table2array(YearlyTES);
D=table2array(OpticalAndChargeState);

%% Datos ciclo de potencia Xu 2011

h=[191.784; 195.353; 1021.347; 1034.073; 3480.701; 3119.108; 2302.453]; % [kJ/kg]
s=[0.64908; 0.649884; 2.670756; 2.67308; 6.63362; 6.75209; 7.263896983]; % [kJ/kg.K]

%% Creación de vectores

hourly=A(1:8760,1);
BeamRad=A(1:8760,2); % [W/m2]
ResourceTemperature=A(1:8760,3); % [°C]
FieldIncidentPower=A(1:8760,4); % [MWt]
ReceiverIncidentPower=A(1:8760,5); % [MWt]
RecThermalPowerToHTFlessPipping=A(1:8760,6); % [MWt]
RecHTFInletTemp=A(1:8760,7); % [°C]
RecHTFOutletTemp=A(1:8760,8); % [°C]

RecMassFlow=B(1:8760,2); % [kg/s]
PCinputEnergy=B(1:8760,3); % [MWt]
PCHTFmassFlow=B(1:8760,4); % [kg/s]
PCHTFinletTemperature=B(1:8760,5); % [°C]
PCHTFoutletTemperature=B(1:8760,6); % [°C]

TEShotTemp=C(1:8760,4); % [°C]
TEScoldTemp=C(1:8760,5); % [°C]
TESchargeState=C(1:8760,6); % [MWht]
TESdischargeMassFlow=C(1:8760,7); % [kg/s]
TESchargeMassFlow=C(1:8760,8); % [kg/s]

OpticalFocusFraction=D(1:8760,2);

%% Grados centígrados a grados Kelvin
```

```

K_ResourceTemperature=ResourceTemperature+273;
K_RecHTFInletTemp=RecHTFInletTemp+273;
K_RecHTFOutletTemp=RecHTFOutletTemp+273;
K_PCHTFInletTemperature=PCHTFInletTemperature+273;
K_PCHTFOutletTemperature=PCHTFOutletTemperature+273;

%% Definir modo de funcionamiento

TES_state=TESdischargeMassFlow./PCHTFmassFlow;
Rec_state=RecMassFlow./(PCHTFmassFlow+TESchargeMassFlow);

TES_is_working= linspace(1,0,8760); for i=1:8760, if TES_state(i)>=0.51;...
    TES_is_working(i)=1; else; TES_is_working(i)=0; end; end
TES_is_working=transpose(TES_is_working);

Rec_is_working= linspace(1,0,8760); for i=1:8760, if Rec_state(i)>=0.51;...
    Rec_is_working(i)=1; else; Rec_is_working(i)=0; end; end
Rec_is_working=transpose(Rec_is_working);

%% Calcular calor específico

Cp_rec= linspace(1,0,8760); for i=1:8760, Cp_rec(i)=1443 +...
    0.172*((RecHTFOutletTemp(i)+RecHTFInletTemp(i))/2);
end; Cp_rec=transpose(Cp_rec); % [J/kg.K]

Cp_pc= linspace(1,0,8760); for i=1:8760, Cp_pc(i)=1443 + ...
    0.172*((PCHTFInletTemperature(i)+ PCHTFOutletTemperature(i))/2);
end; Cp_pc=transpose(Cp_pc); % [J/kg.K]

%% Flujo másico vapor en el ciclo de potencia

m_st= linspace(1,0,8760); for i=1:8760, m_st(i)=0; end
m_st=transpose(m_st);

m_st=(PCinputEnergy.*1e3)./(h(5)-h(4)); % [kg/s]

%% Cálculos energéticos

%Generador de vapor

ThermalPowerPCabs=(m_st.*(h(5)-h(4)))./1e3; % [MWt]

%Ciclo de potencia

extraction=(h(3)-h(2))/(h(6)-h(2));
m_extraction=extraction.*m_st;

P_turb=(m_st.*h(5)-m_extraction.*h(6)-(1-extraction).*m_st.*h(7))./1e3; % [MW]
P_pump1=((1-extraction).*m_st.*(h(2)-h(1)))./1e3; % [MW]

```

```

P_pump2=(m_st.*(h(4)-h(3)))./1e3; % [MW]
P_net=P_turb-P_pump1-P_pump2; % [MW]

%% Cálculos exergéticos

%Campo de helióstats

ExergySolarRadiation=FieldIncidentPower.*(1-(K_ResourceTemperature./4500)); % [MW]

ExergyIncidentRec=ReceiverIncidentPower.*(1-K_ResourceTemperature./4500); % [MW]

%Receptor central

ExergyRecAbsor=linspace(1,0,8760); for i=1:8760, ExergyRecAbsor(i)=0; end
ExergyRecAbsor=transpose(ExergyRecAbsor);

ExergyRecAbsor_toPC=linspace(1,0,8760); for i=1:8760, ExergyRecAbsor_toPC(i)=0; end
ExergyRecAbsor_toPC=transpose(ExergyRecAbsor_toPC);

ExergyRecAbsor_toTES=linspace(1,0,8760); for i=1:8760, ExergyRecAbsor_toTES(i)=0; end
ExergyRecAbsor_toTES=transpose(ExergyRecAbsor_toTES);

for i=1:8760
    ExergyRecAbsor(i)=(RecMassFlow(i).*Cp_rec(i).*(K_RecHTFOutletTemp(i)-...
        K_RecHTFInletTemp(i)-K_ResourceTemperature(i).*log(K_RecHTFOutletTemp(i)./...
        K_RecHTFInletTemp(i))))./1e6; % [MW]

    if Rec_is_working(i)
        ExergyRecAbsor_toPC(i)=(PCHTFmassFlow(i).*Cp_rec(i).*(...
            (K_RecHTFOutletTemp(i)-K_RecHTFInletTemp(i)-...
            K_ResourceTemperature(i).*log(K_RecHTFOutletTemp(i)./...
            K_RecHTFInletTemp(i))))./1e6; % [MW]
        ExergyRecAbsor_toTES(i)=(TESchargeMassFlow(i).*Cp_rec(i).*(...
            (K_RecHTFOutletTemp(i)-K_RecHTFInletTemp(i)-...
            K_ResourceTemperature(i).*log(K_RecHTFOutletTemp(i)./...
            K_RecHTFInletTemp(i))))./1e6; % [MW]
    end
end

%Generador de vapor

ExergyHTFtoPC=linspace(1,0,8760); for i=1:8760, ExergyHTFtoPC(i)=0; end
ExergyHTFtoPC=transpose(ExergyHTFtoPC);

for i=1:8760
    ExergyHTFtoPC(i)=PCHTFmassFlow(i).*Cp_pc(i).*(K_PCHTFinletTemperature(i)-...
        K_PCHTFoutletTemperature(i)-K_ResourceTemperature(i).*(...
        log(K_PCHTFinletTemperature(i)./K_PCHTFoutletTemperature(i))));
end

```

```

ExergyHTFtoPC=ExergyHTFtoPC./1e6; % [MW]

ExergyPCabs=m_st.*((h(5)-h(4))-K_ResourceTemperature.*(s(5)-s(4)));

ExergyPCabs=ExergyPCabs./1e3; % [MW]

%% Definir días significativos

%Días significativos: 20 de Marzo (1872:1895 horas, día 79), 21 de Junio
%(4104:4127 horas, día 172), 21 de diciembre (8496:8519 horas, día 355)

%Evaluar la semana de cada día y elegir aquel día más uniforme
%Equinoccio de primavera plot(hourly(1824:1943), BeamRad(1824:1943))
%Solsticio de verano plot(hourly(4056:4175), BeamRad(4056:4175))
%Solsticio de invierno plot(hourly(8448:8567), BeamRad(8448:8567))

inPr=1848; finPr=1871;
inVe=4128; finVe=4151;
inIn=8520; finIn=8543;

%% Cálculos de rendimientos energéticos y exergéticos

%Cálculos rendimientos exergéticos días específicos

%Equinoccio de primavera
eff20mar_HF=mean(ExergyIncidentRec((inPr+12):(inPr+17))./...
    ExergySolarRadiation((inPr+12):(inPr+17)));
eff20mar_CR=mean(ExergyRecAbsor((inPr+12):(inPr+17))./...
    ExergyIncidentRec((inPr+12):(inPr+17)));
eff20mar_SGSS=mean(ExergyPCabs((inPr+12):(inPr+17))./...
    ExergyHTFtoPC((inPr+12):(inPr+17)));
eff20mar_PC=mean(P_net((inPr+12):(inPr+17))./ExergyPCabs((inPr+12):(inPr+17)));

eff20mar_Overall=sum(TotalElectricToGrid(inPr:finPr))./...
    sum(ExergySolarRadiation(inPr:finPr));

%Solsticio de verano
eff22jun_HF=mean(ExergyIncidentRec((inVe+12):(inVe+17))./...
    ExergySolarRadiation((inVe+12):(inVe+17)));
eff22jun_CR=mean(ExergyRecAbsor((inVe+12):(inVe+17))./...
    ExergyIncidentRec((inVe+12):(inVe+17)));
eff22jun_SGSS=mean(ExergyPCabs((inVe+12):(inVe+17))./...
    ExergyHTFtoPC((inVe+12):(inVe+17)));
eff22jun_PC=mean(P_net((inVe+12):(inVe+17))./ExergyPCabs((inVe+12):(inVe+17)));

eff22jun_Overall=sum(P_net(inVe:finVe).*0.88)/sum(ExergySolarRadiation(inVe:finVe));

%Solsticio de invierno

```

```

eff20dic_HF=mean(ExergyIncidentRec((inIn+12):(inIn+17))./...
    ExergySolarRadiation((inIn+12):(inIn+17)));
eff20dic_CR=mean(ExergyRecAbsor((inIn+12):(inIn+17))./...
    ExergyIncidentRec((inIn+12):(inIn+17)));
eff20dic_SGSS=mean(ExergyPCabs((inIn+12):(inIn+17))./...
    ExergyHTFtoPC((inIn+12):(inIn+17)));
eff20dic_PC=mean(P_net((inIn+12):(inIn+17))./ExergyPCabs((inIn+12):(inIn+17)));

eff20dic_Overall=sum(P_net(inIn:finIn).*0.88)/sum(ExergySolarRadiation(inIn:finIn));

%Cálculo rendimientos energéticos días específicos

%Equinoccio de primavera
FirstEff20mar_HF=mean(ReceiverIncidentPower((inPr+12):(inPr+17))./...
    FieldIncidentPower((inPr+12):(inPr+17)));
FirstEff20mar_CR=mean(RecThermalPowerToHTFlessPipping((inPr+12):(inPr+17))./...
    ReceiverIncidentPower((inPr+12):(inPr+17)));
FirstEff20mar_SGSS=mean(ThermalPowerPCabs((inPr+12):(inPr+17))./...
    PCinputEnergy((inPr+12):(inPr+17)));
FirstEff20mar_PC=mean(P_net((inPr+12):(inPr+17))./ThermalPowerPCabs((inPr+...
    12):(inPr+17)));

FirstEff20mar_Overall=sum(P_net(inPr:finPr).*0.88)/...
    sum(FieldIncidentPower(inPr:finPr));

%Solsticio de verano
FirstEff22jun_HF=mean(ReceiverIncidentPower((inVe+12):(inVe+17))./...
    FieldIncidentPower((inVe+12):(inVe+17)));
FirstEff22jun_CR=mean(RecThermalPowerToHTFlessPipping((inVe+12):(inVe+17))./...
    ReceiverIncidentPower((inVe+12):(inVe+17)));
FirstEff22jun_SGSS=mean(ThermalPowerPCabs((inVe+12):(inVe+17))./...
    PCinputEnergy((inVe+12):(inVe+17)));
FirstEff22jun_PC=mean(P_net((inVe+12):(inVe+17))./ThermalPowerPCabs((inVe+...
    12):(inVe+17)));

FirstEff22jun_Overall=sum(P_net(inVe:finVe).*0.88)/...
    sum(FieldIncidentPower(inVe:finVe));

%Solsticio de invierno
FirstEff20dic_HF=mean(ReceiverIncidentPower((inIn+12):(inIn+17))./...
    FieldIncidentPower((inIn+12):(inIn+17)));
FirstEff20dic_CR=mean(RecThermalPowerToHTFlessPipping((inIn+12):(inIn+17))./...
    ReceiverIncidentPower((inIn+12):(inIn+17)));
FirstEff20dic_SGSS=mean(ThermalPowerPCabs((inIn+12):(inIn+17))./...
    PCinputEnergy((inIn+12):(inIn+17)));
FirstEff20dic_PC=mean(P_net((inIn+12):(inIn+17))./ThermalPowerPCabs((inIn+...
    12):(inIn+17)));

FirstEff20dic_Overall=sum(P_net(inIn:finIn).*0.88)/...

```

```

sum(FieldIncidentPower(inIn:finIn));

%Medias aritméticas rendimientos exergéticos
mean_eff_HF=(eff20mar_HF+eff22jun_HF+eff20dic_HF)/3;
mean_eff_CR=(eff20mar_CR+eff20dic_CR+eff22jun_CR)/3;
mean_eff_SGSS=(eff20mar_SGSS+eff22jun_SGSS+eff20dic_SGSS)/3;
mean_eff_PC=(eff20mar_PC+eff22jun_PC+eff20dic_PC)/3;

mean_eff_Overall=(eff20mar_Overall+eff22jun_Overall+eff20dic_Overall)/3;

%Medias aritméticas rendimientos energéticos
mean_FirstEff_HF=(FirstEff20mar_HF+FirstEff22jun_HF+FirstEff20dic_HF)/3;
mean_FirstEff_CR=(FirstEff20mar_CR+FirstEff22jun_CR+FirstEff20dic_CR)/3;
mean_FirstEff_SGSS=(FirstEff20mar_SGSS+FirstEff22jun_SGSS+FirstEff20dic_SGSS)/3;
mean_FirstEff_PC=(FirstEff20mar_PC+FirstEff22jun_PC+FirstEff20dic_PC)/3;

mean_FirstEff_Overall=(FirstEff20mar_Overall+FirstEff22jun_Overall+...
    FirstEff20dic_Overall)/3;

%% Cálculo parámetros funcionamiento anual de la planta

CF=sum(0.88.*P_net)/(50*8760); %Factor de capacidad
Hf0=sum(0.88.*P_net)/(50); % Hours Full Operation
H_TES=sum(TES_is_working); % Horas funcionamiento del almacenamiento térmico
Year_FocusFraction=mean(OpticalFocusFraction); % Media frac. de enfoque óptico

%% Imprimir resultados en pantalla

%Rendimientos días específicos
disp('Equinoccio de primavera:')
disp('En_eff_HF  En_eff_CR  En_eff_SGSS  En_eff_PC  En_eff_Overall')
disp([FirstEff20mar_HF FirstEff20mar_CR FirstEff20mar_SGSS FirstEff20mar_PC...
    FirstEff20mar_Overall])
disp('Ex_eff_HF  Ex_eff_CR  Ex_eff_SGSS  Ex_eff_PC  Ex_eff_Overall')
disp([eff20mar_HF eff20mar_CR eff20mar_SGSS eff20mar_PC eff20mar_Overall])

disp('Solsticio de verano:')
disp('En_eff_HF  En_eff_CR  En_eff_SGSS  En_eff_PC  En_eff_Overall')
disp([FirstEff22jun_HF FirstEff22jun_CR FirstEff22jun_SGSS FirstEff22jun_PC...
    FirstEff22jun_Overall])
disp('Ex_eff_HF  Ex_eff_CR  Ex_eff_SGSS  Ex_eff_PC  Ex_eff_Overall')
disp([eff22jun_HF eff22jun_CR eff22jun_SGSS eff22jun_PC eff22jun_Overall])

disp('Solsticio de invierno:')
disp('En_eff_HF  En_eff_CR  En_eff_SGSS  En_eff_PC  En_eff_Overall')
disp([FirstEff20dic_HF FirstEff20dic_CR FirstEff20dic_SGSS FirstEff20dic_PC...
    FirstEff20dic_Overall])
disp('Ex_eff_HF  Ex_eff_CR  Ex_eff_SGSS  Ex_eff_PC  Ex_eff_Overall')
disp([eff20dic_HF eff20dic_CR eff20dic_SGSS eff20dic_PC eff20dic_Overall])

```

```
disp('Media de días específicos:')
disp('En_eff_HF En_eff_CR En_eff_SGSS En_eff_PC En_eff_Overall')
disp([mean_FirstEff_HF mean_FirstEff_CR mean_FirstEff_SGSS mean_FirstEff_PC...
      mean_FirstEff_Overall])
disp('Ex_eff_HF Ex_eff_CR Ex_eff_SGSS Ex_eff_PC Ex_eff_Overall')
disp([mean_eff_HF mean_eff_CR mean_eff_SGSS mean_eff_PC mean_eff_Overall])

%Parámetros funcionamiento anual de la planta
disp('Horas_totales Horas_TES')
disp([Hf0 H_TES])
disp('Factor_de_capacidad FocusFraction')
disp([CF Year_FocusFraction])
```

Anexo 2: Breve panorámica del consumo de recursos materiales

Consideramos adecuado realizar un breve repaso a los recursos materiales necesarios para construir una planta termoeléctrica de estas características. Recopilar, seleccionar y dimensionar todos y cada uno de los minerales, aleaciones y compuestos que contiene la planta energética es un trabajo inmenso. Hacerlo adecuadamente significaría un trabajo de mayores dimensiones. Por lo tanto, aquí únicamente haremos un breve repaso basándonos en literatura publicada.

Concretamente, tomaremos los datos del informe “Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of solar thermal power plants” [51], fruto del trabajo conjunto de DLR y CIEMAT en el proyecto europeo NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability).

A partir de los datos que se presentan en el anexo del informe nombrado, podemos calcular la cantidad de minerales y materiales necesarios para los diferentes subsistemas de la planta. Tendremos que escalar de forma adecuada estos valores para acercarnos a los que representarían nuestro caso de estudio. Esta es una panorámica amplia, así que no garantizamos una alta precisión en los resultados, sino más bien una idea general.

En el caso del sistema de almacenamiento térmico, podemos partir de unos datos referidos a la capacidad de almacenamiento de 1 MWh, así que únicamente necesitaremos escalarlo con la capacidad de nuestra planta. Los datos del resto de subsistemas están referidos a la planta termoeléctrica *Solar Tres* (actualmente denominada Gemasolar) de 15 MW y 16 horas de almacenamiento térmico. Para estimar los factores con los que calcular la demanda de recursos de nuestra planta necesitamos conocer algunas dimensiones básicas de Solar Tres.

El informe de DLR y CIEMAT no presenta todas las dimensiones de Solar Tres, así que las buscamos en otras publicaciones. Tomando el un artículo de J. Ignacio Ortega que analiza la planta [52] obtenemos los siguientes datos:

- Número de helióstatos: 2480
- Área de terreno cubierta por helióstatos: 285.200 m^2
- Altura de la torre: 120 m
- Potencia del receptor: 120 MW_{th}
- Potencia de la turbina: 17 MW_{el}
- Capacidad de almacenamiento: 15 horas

Vamos a desglosar diferentes subsistemas y explicar cómo se han escalado los valores a partir de los datos del informe y el artículo citado.

- **Sistema de almacenamiento térmico:** Los valores del informe se presentan a partir del caso de sistema de almacenamiento térmico de 7,5h en una planta de 46 MW eléctricos. El anexo presenta los valores escalados a 1 MWh térmicos de capacidad. La planta termoeléctrica de nuestro caso de análisis tiene una capacidad de 789,5 MWh de capacidad, así que escalaremos los materiales a este valor.

- **Campo de helióstatos:** Hay dos dimensiones con las que podemos realizar la comparación entre Solar Tres y nuestro caso. Por un lado, el número de helióstatos, que es 2480 frente a 5031. Por otro lado, el área de terreno cubierta por los helióstatos, que es 285.200 m^2 frente a 615.290 m^2 . Ambas dimensiones tienen una relación muy similar. Elegiremos un valor de 2,05 para realizar el escalado de las cantidades de recursos.
- **Ciclo de potencia:** En el caso del ciclo de potencia tomaremos la relación entre las turbinas. La planta Solar Tres cuenta con una turbina Siemens de vapor industrial de recalentamiento SST-600 de 17 MW. En el caso de nuestro estudio, contamos con una turbina de 50 MW. Utilizaremos la relación 50/17 aplicando un factor de escala. El factor de escala nos permite introducir cierta información sobre cómo afecta aumentar el tamaño de un subsistema. En el caso del ciclo de potencia, consideramos que hay una serie de elementos que no tienen un aumento lineal, sino que ya están incluidos para tamaños inferiores de planta. Por lo tanto, elegimos un factor de escala de 0,8. De esta forma multiplicaremos los valores de demanda de materiales de Solar Tres en el ciclo de potencia por 2,35.
- **Equipamiento de potencia:** Escalamos de la misma forma que en el caso del ciclo de potencia.
- **Torre de refrigeración:** En este caso, tomamos la relación establecida en el ciclo de potencia pero aplicando un factor de escala mayor. Consideramos que un aumento de la potencia lleva asociado de forma bastante directa un aumento en el tamaño de la torre de refrigeración, así que aplicaremos un factor de escala de 0,9. Esto resulta en una relación de 2,65 para escalar la demanda de materiales.
- **Torre del receptor central:** En el caso de la torre del receptor central, emplearemos las dimensiones de su altura para escalar los datos. Según [52], la altura de la torre de Solar Tres es de 120 metros. En nuestro caso, la torre mide 157,17 metros. No aplicaremos ningún factor de escala, de modo que multiplicaremos por la relación de 1,3 para obtener la demanda de materiales.
- **Edificación:** Para calcular la demanda de materiales para diferentes edificaciones generales de la planta termoeléctrica utilizaremos una relación de 2.

Aplicando estos cálculos, obtenemos los resultados que mostrados en tabla 23, expresados en toneladas. Si sumamos los materiales más comunes en los diferentes subsistemas llegamos a cantidades de 65.584 toneladas de hormigón, 20.901 toneladas de acero de refuerzo, 21.895 toneladas de KNO_3 y 6520 toneladas de cristal plano revestido.

Como ya se ha indicado, un estudio detallado del consumo de recursos desde la tecnología de plantas energéticas termoeléctricas entraría en muchos más detalles. Como se señaló en la sección 3.5, existen una serie de limitaciones materiales que podría afectar a una extensión e implantación fuerte de esta tecnología. Analizar con más detalles el consumo de minerales como plata, molibdeno, manganeso, titanio y zinc es una tarea importante para el futuro de las plantas termoeléctricas y una transición energética realista. En esta breve panorámica, no hemos podido dimensionar cada uno de estos minerales, y se incluían en conceptos más amplios como “cristal plano revestido” para el caso de la plata y diferentes aleaciones de acero para el caso del molibdeno.

Tabla 23: Cantidad de materiales requeridos por los diferentes subsistemas de la planta termoeléctrica

Almacenamiento térmico	
Material	Cantidad [t]
Hormigón	2.976,42
Acero de refuerzo	295,27
Acero al carbono	1.461,36
Acero cromado	82,27
Lana mineral	180,0
KNO_3	21.895,20
Arena	71,84
Vidrio de espuma (Foam glass)	94,74
Campo de helióstatos	
Cristal plano revestido	6.520,85
Cobre	75,11
Trefilado de alambres, cobre	74,98
Pintura	87,95
Hormigón	40.251,75
Acero de refuerzo	18.868,71
Aceite de lubricación	220,52
Ciclo de potencia	
Acero de refuerzo	888,47
Placas cerámicas	39,77
Acero cromado	10,69
Equipamiento de potencia	
Acero cromado	133,95
Aleación de magnesio, AZ91	35,25
Tubo A de PVC	35,25
Torre de refrigeración	
Hormigón	532,56
Acero de refuerzo	78,91
Torre del receptor central	
Hormigón	618,8
Acero de refuerzo	67,6
Edificación	
Hormigón	21.205,80
Acero de refuerzo	702,89
Tubo HDPE	160,6
Tubo A de PVC	46,95
Grava	17.000